RAPPORT ANNUEL 2009

Investir dans l'avenir énergétique de l'Ontario

hydro One

Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.
Regroupe la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise compte pour moins de 1 % du total de nos actifs.

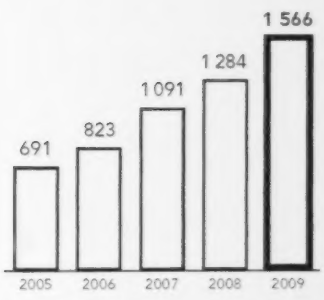
Depuis plus de cent ans, Hydro One procure à ses abonnés de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et rentable. Aujourd'hui, nous œuvrons à répondre aux besoins en énergie de l'Ontario pour le 21e siècle.

Points saillants financiers consolidés et statistiques

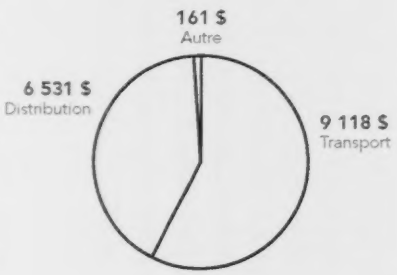
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	Variation en $	Variation en %
Produits	**4 744**	4 597	147	3
Achats d'électricité	**2 326**	2 181	145	7
Charges d'exploitation	**1 594**	1 513	81	5
Bénéfice net	**470**	498	(28)	(6)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**892**	1 052	(160)	(15)
Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(en MW)*[1]	**20 798**	21 820	(1 022)	(5)
Distribution – unités distribuées aux abonnés *(en TWh)*[1]	**28,9**	29,9	(1,0)	(3)

[1] Les statistiques relatives au réseau incluent les données de décembre.

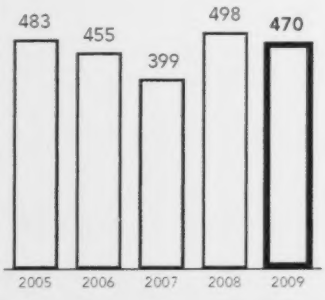
Dépenses en immobilisations
(en millions de dollars canadiens)



Total de l'actif
31 décembre 2009 (en millions de dollars canadiens)



Bénéfice net
(en millions de dollars canadiens)



Lettre du président du conseil d'administration

L'un des éléments essentiels de notre mandat est de nous assurer que Hydro One mette de l'avant une culture d'entreprise qui accroît sa valeur tout en assurant la sécurité, la fiabilité et la rentabilité des activités de transport et de distribution d'électricité aux utilisateurs en Ontario.

James Arnett
Président du conseil d'administration

Comme le faisait remarquer récemment la Commission de l'énergie de l'Ontario, Hydro One doit évoluer dans un contexte d'exploitation tumultueux et qui, dans une certaine mesure, lui est inconnu. Malgré tout, la société a affiché de bons résultats en 2009.

Je laisse le soin à la présidente et chef de la direction de commenter nos résultats et les autres données financières de l'exercice.

L'un des éléments essentiels du rôle de surveillance du conseil d'administration est de veiller à ce que Hydro One se comporte comme une entreprise commerciale digne de ce nom, c'est-à-dire qu'elle mette de l'avant une culture d'entreprise qui apporte une valeur accrue à l'actionnaire tout en assurant la sécurité, la fiabilité et la rentabilité des activités de transport et de distribution d'électricité aux utilisateurs en Ontario.

En 2008, le conseil d'administration a adopté un nouveau plan stratégique qui souligne l'importance de ce principe. Le conseil d'administration a réévalué ce plan en 2009 et a conclu qu'il est toujours approprié.

L'harmonisation de l'organisation de l'entreprise avec ses objectifs stratégique est primordiale. Pour ce faire, le conseil a approuvé une fiche de pointage et des incitatifs à court terme destinés à la direction, lesquels sont fondés sur les mesures de la performance établie à partir de cette fiche. Au cours de l'exercice écoulé, le comité des ressources humaines et des politiques publiques du conseil d'administration a consacré beaucoup de temps et d'attention à l'analyse et au perfectionnement de la fiche de pointage et de ces mesures. La politique de rémunération de la direction qui en a découlé est décrite en détail dans notre notice annuelle de 2009. Le conseil a déterminé que, des 13 cibles établies pour l'entreprise, 8 avaient été atteintes ou dépassées et 5 ne l'avaient pas été. Par conséquent, utilisant son pouvoir discrétionnaire, il a réduit de 13 % le montant maximal des versements incitatifs. Les versements ont tout de même été importants vu la bonne performance globale affichée.

Le conseil s'est également penché plus longuement que d'habitude sur la surveillance du régime de retraite, par l'entremise du comité de vérification et des finances. Tous les aspects de la gouvernance et de la gestion du régime de retraite ont été examinés en détail. Cependant, par suite de la vive remontée des marchés boursiers par rapport à 2008, la situation du régime de retraite affiche une nette amélioration à la fin de 2009.

2010

Couloir de transport d'énergie propre

Les travaux de construction du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton commenceront en 2010.

DEUX FOIS

Infrastructure

Au cours des cinq derniers exercices, le programme de travaux a presque doublé d'envergure en raison principalement de la nécessité de moderniser les infrastructures vieillissantes.

Après étude approfondie, le conseil d'administration a acquiescé, en septembre 2009, à la demande du gouvernement de l'Ontario d'aller de l'avant avec la planification de divers grands projets liés au réseau de transport destinés à favoriser la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte. La direction œuvre actuellement à l'élaboration de ces projets. En décembre, la société a reçu l'approbation de l'évaluation environnementale à l'égard du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton, le plus important projet lié au réseau de transport entrepris par la société depuis une vingtaine d'années. La construction de la ligne de transport commencera en 2010.

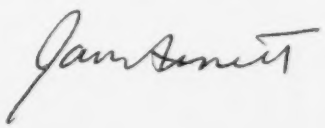
Entre-temps, la société a achevé son plus vaste programme de travaux jamais réalisé, tant au chapitre des dépenses en immobilisations qu'à celui des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration. En effet, au cours des cinq derniers exercices, la taille du programme de travaux a presque doublé en raison principalement de la nécessité de moderniser les infrastructures vieillissantes, sans compter les exigences de la Loi sur l'énergie verte.

Ces programmes d'investissement d'envergure devront être surveillés de façon continue en regard de la situation financière et opérationnelle de la société. La société devra par ailleurs maintenir une solide cote de crédit afin de pouvoir contracter les emprunts de plus en plus importants que ces programmes nécessiteront au fil du temps. Le comité de vérification et des finances du conseil d'administration étudie minutieusement la question du point de vue financier. En outre, le comité de la transformation opérationnelle surveillera tous les aspects relatifs à la planification, à l'aménagement et à la mise en place de nos projets liés à la Loi sur l'énergie verte.

En conclusion, j'estime que le conseil d'administration a bien rempli son mandat de surveillance en 2009.

Au nom de nos abonnés et de notre actionnaire, je tiens à remercier la direction, l'ensemble des membres du personnel et tous mes collègues du conseil d'administration, pour leur engagement et leurs efforts soutenus.

Le président du conseil d'administration de Hydro One Inc.,



James Arnett

Lettre de la présidente et chef de la direction

Hydro One est entrée dans une phase charnière de son histoire. Nos abonnés doivent pouvoir compter sur un réseau sûr, fiable et économique même si le secteur de l'énergie en Ontario subit une importante métamorphose qui requiert des investissements importants.

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

En 2009, Hydro One a parcouru beaucoup de chemin. Nous avons fait progresser de nombreux projets, implanté de nouvelles technologies et consolidé nos relations tout en nous acquittant de notre rôle principal d'intendant du réseau de transport et du plus important réseau de distribution en Ontario.

Hydro One est entrée dans une phase charnière de son histoire. Nos abonnés doivent pouvoir compter sur un réseau sûr, fiable et économique même si le secteur de l'énergie en Ontario subit une importante métamorphose qui requiert des investissements importants. Notre stratégie repose sur quatre valeurs clés : santé et sécurité, intendance, excellence et innovation. Ces valeurs guident chacune de nos actions et inspirent chacune de nos décisions.

Ces valeurs ont toujours bien servi l'Ontario et continuent de le faire comme le démontre la mise en œuvre du plus important programme d'investissement et de renouvellement lié aux infrastructures depuis plus de deux décennies. L'évolution vers de nouvelles sources d'électricité décentralisées et plus vertes nous donne l'occasion de réexaminer notre réseau de transport et de distribution. Les projets qui sont en cours à l'échelle de la province visent à améliorer la performance des actifs existants, à remédier à certains problèmes de congestion dans le réseau interne et à favoriser la livraison d'énergie propre et renouvelable aux foyers et aux entreprises de l'Ontario. Hydro One constitue un intervenant clé pour la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte et elle est en voie d'aménager un réseau moderne, flexible et intelligent qui favorise un environnement sain et permettra de fournir de l'énergie propre et renouvelable aux collectivités en expansion ou de s'approvisionner auprès d'elles.

Notre programme de compteurs intelligents a dépassé la marque du million de compteurs installés, près de 750 000 d'entre eux communiquant des données utilisables aux fins de relevés fiables. Il s'agit d'un des déploiements de compteurs intelligents les plus importants effectués par une société de services publics en Amérique du Nord. Nos abonnés pourront commencer à se convertir à la tarification liée à la période de consommation en 2010, l'implantation intégrale étant prévue pour 2011.

Hydro One a joué un rôle prépondérant dans le cadre de l'évaluation technique et de l'acquisition du spectre de 1,8–1,83 GHz nécessaire aux applications destinées au réseau intelligent. Notre équipe a réussi à obtenir auprès d'Industrie Canada un spectre spécialisé pour les applications liées aux compteurs intelligents. Cette réalisation colossale ouvre à notre réseau intelligent les portes à un bel avenir.

En septembre, le gouvernement de l'Ontario a demandé à notre société d'aller de l'avant avec une série de projets favorisant la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte. Nous avons amorcé la planification de plusieurs de ces projets en octobre et poursuivi celle du projet d'agrandissement du réseau de transport dans le Nord-Ouest de l'Ontario.

En décembre, nous avons reçu l'approbation de l'évaluation environnementale à l'égard du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton. Ce projet vise la construction d'une nouvelle ligne de transport à double circuit de 500 kV, de 180 km de long, entre la centrale Bruce et notre poste de sectionnement Milton, ce qui rendra possible la livraison de 1 700 MW d'énergie renouvelable produite dans

Énergie renouvelable

Nous avons reçu l'approbation de l'évaluation environnementale à l'égard du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton. Ce projet rendra possible la livraison de 1 700 MW d'énergie renouvelable produite dans la région, ainsi que de 1 500 MW d'électricité provenant d'unités remises à neuf à la centrale Bruce.

Compteurs intelligents

Notre programme de compteurs intelligents a dépassé la marque du million de compteurs installés.

Société socialement responsable

En 2009, le magazine *Corporate Knights* nous a classés au premier rang des entreprises socialement responsables au Canada.

la région ainsi que de 1 500 MW d'électricité provenant d'unités remises à neuf à la centrale Bruce. Nous prévoyons commencer les travaux au premier semestre de 2010.

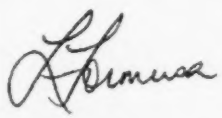
En 2009, le magazine *Corporate Knights* a classé Hydro One au premier rang des entreprises socialement responsables au Canada. Nous sommes fiers de cette reconnaissance, mais ne tenons rien pour acquis. Selon moi, la valeur d'une société ne se mesure pas seulement à ce qu'elle accomplit, mais également à la façon dont elle l'accomplit. C'est la raison pour laquelle, nous continuons d'accorder la priorité au renforcement des relations avec les Premières nations et les Métis, de même qu'avec les collectivités dans lesquelles nous œuvrons et vivons.

Nous tentons le plus possible de réduire notre empreinte écologique en scrutant toutes les facettes de notre exploitation en vue d'y apporter des améliorations. Cette année, nous avons porté notre attention sur notre parc de véhicules, qui affiche chaque année plus de 100 millions de km au compteur, et avons pris d'importantes mesures à son égard. Nous avons notamment utilisé pour la première fois en Ontario un camion nacelle hybride, mis en œuvre une politique rigoureuse anti-ralenti et une politique régissant le comportement des conducteurs et adopté un programme prônant l'utilisation de véhicules d'une taille optimale, c'est-à-dire dont la taille est bien adaptée aux caractéristiques de la tâche à accomplir. Au cours de l'exercice écoulé, ces mesures et d'autres mesures semblables, nous ont permis de réduire de 525 tonnes métriques nos émissions de gaz à effet de serre.

Nos partenariats avec les établissements d'enseignement supérieur commencent à porter leurs fruits. En effet, les diplômés qualifiés que nous accueillons en grand nombre nous aident à relever le défi que constitue la rareté des ressources humaines et auquel nous sommes confrontés. Plus de 30 % de notre effectif deviendra admissible à la retraite au cours des cinq prochaines années. Nous continuons d'investir dans des installations de jeu pour les enfants dans diverses collectivités en Ontario par l'entremise de notre programme PowerPlay. Alors que plusieurs sociétés ont dû sabrer leurs dons de bienfaisance cette année, Hydro One a continué d'investir dans les collectivités qu'elle dessert.

Je souhaite remercier tout le personnel de Hydro One, de l'ingénieur affairé à la planification de l'avenir de l'Ontario au monteur de lignes bravant les éléments, pour les efforts qu'ils déploient jour après jour. Je souhaite également remercier l'équipe de direction pour son apport considérable ainsi que les membres du conseil d'administration pour l'orientation qu'ils fournissent sans cesse. Je crois fermement que tant que nos actions reflèteront nos valeurs, soit la santé et sécurité, l'intendance, l'excellence et l'innovation, la grande province d'Ontario pourra disposer d'un réseau d'électricité à sa mesure.

La présidente et chef de la direction de Hydro One Inc.,



Laura Formusa

Gérée avec prudence et exploitée de façon rentable, Hydro One affiche un solide bilan au chapitre de la création de valeur ainsi que du transport et de la distribution d'électricité.

La productivité au centre de nos préoccupations

Hydro One cherche constamment à améliorer sa productivité. En 2009, nous avons adopté deux nouvelles mesures rigoureuses de la performance, soit les coûts par tranche de valeur d'actif de l'entreprise de transport et les coûts par unité de longueur de ligne de l'entreprise de distribution. Ces deux mesures nous permettent de mieux évaluer notre performance en la comparant à celle que réalisent les sociétés évoluant dans le même secteur que le nôtre et de mieux surveiller notre productivité d'un exercice à l'autre. Au cours de la première année d'utilisation de ces deux mesures, nous avons atteint nos cibles, et ce, dans les deux cas.

En 2009, les autres changements de processus s'étant traduits par une amélioration de la productivité sont les suivants :

- *Utilisation de l'outil échéancier dans SAP* nous permettant de mieux suivre l'évolution des cycles des activités de maintenance, ce qui nous permet de réduire les périodes d'indisponibilité du matériel et de déployer les équipes de travail plus efficacement.
- *Mise en œuvre d'une mesure de service à la clientèle* qui permet de réduire le volume des situations d'exception nécessitant une intervention humaine dans le processus de facturation. Cette mesure vise également à améliorer les procédures de traitement et de suivi afin de réduire le temps de traitement, d'éliminer les erreurs et de diminuer les coûts.
- *Adoption d'un modèle d'approvisionnement stratégique* qui renforce nos programmes de travaux et nous assure un accès fiable à du matériel critique à long délai de livraison.

Solide performance financière

Hydro One se soucie de la performance. À titre de plus importante société de transport et de distribution d'électricité en Ontario, notre rôle consiste à exploiter l'entreprise de manière rentable, à créer de la valeur pour notre actionnaire et à acheminer et distribuer de l'électricité de manière sécuritaire et fiable et à un coût avantageux.

En 2009, nous avons atteint nos cibles financières, dégageant un bénéfice net de 470 millions de dollars et des produits de 4 744 millions de dollars. Nous avons versé des dividendes de 188 millions de dollars à notre actionnaire, la Province d'Ontario, et effectué des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés de 77 millions de dollars à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

Malgré la conjoncture difficile, notre société a conservé sa cote de crédit de « A », ce qui nous permet de continuer à emprunter à long terme à un coût raisonnable. Par ailleurs, nous avons conclu un financement à long terme de 1,15 milliard de dollars qui nous permet de satisfaire à nos besoins en trésorerie aux fins du remboursement de la dette et du financement des programmes d'investissement de façon économique et en temps opportun.

Notre réussite fait de Hydro One un investissement qui demeure attrayant. Elle est également le fruit des efforts déployés pour établir de bonnes relations avec les agences de notation de crédit, les banques et les investisseurs éventuels.

470 millions de dollars — Bénéfice net de l'exercice 2009

1,15 milliard de dollars — Produit tiré du financement à long terme

188 millions de dollars — Dividendes versés à la Province d'Ontario

Première place — au palmarès des 50 sociétés les plus socialement responsables établi par le magazine *Corporate Knights*

Réalisations dignes de mention

Hydro One contribue à mettre en œuvre une culture de conservation en Ontario. Nous cherchons également à promouvoir une culture d'entreprise qui valorise la transparence et l'imputabilité, qui salue la diversité et qui soutient les employés au travail et dans la collectivité.

En 2009, nos efforts ont été reconnus et récompensés.

Hydro One, s'est hissée au premier rang du palmarès annuel des 50 sociétés les plus responsables sur le plan social au Canada du magazine *Corporate Knights*. Ce classement s'appuie sur l'examen exhaustif d'indicateurs publiés et portant sur la performance en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance, y compris la diversité, la qualité et la solidité des régimes de retraite et l'indépendance du conseil d'administration. En 2009, les relations avec les autochtones ont été prises en compte dans la pondération.

« Les sociétés figurant au palmarès ont mieux réussi que leurs pairs à remplir leur part du contrat social et à répondre aux enjeux liés à l'environnement, à la société et à la gouvernance ».

Magazine Corporate Knights

Hydro One figure également au palmarès 2010 des 90 meilleurs employeurs à Toronto. Mediacorp Canada Inc., qui a étudié les dossiers de plus de 2 600 employeurs, a reconnu les efforts déployés par Hydro One pour soutenir les membres de son personnel par la voie d'une formation professionnelle continue et pour favoriser leur engagement dans les collectivités au sein desquelles ils évoluent.

En 2009, Hydro One a relevé le défi consistant à continuer d'offrir un service fiable tout en remplaçant le matériel de réseau parvenu à la fin de sa durée de vie. Nous avons également collaboré à la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte et fait notre part pour assurer l'avenir de l'Ontario en matière énergétique.

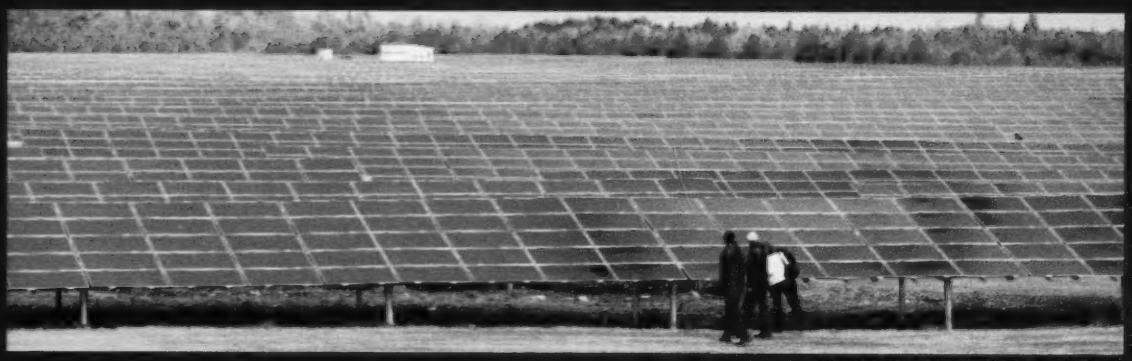


Photo : Courtoisie de Skypower Limited

Assurer l'avenir de l'Ontario en matière d'énergie verte

La Loi sur l'énergie verte de l'Ontario établit un cadre destiné à faire de la Province un chef de file à l'échelle mondiale au chapitre de la mise en valeur de l'énergie propre. Cette loi vise à favoriser l'essor des sources d'énergie renouvelable, à encourager la production décentralisée et à promouvoir une culture de conservation ainsi qu'à créer des milliers d'emplois. Le rôle de Hydro One consiste à faciliter le raccordement au réseau de diverses sources d'énergie et à veiller à ce que le réseau de transport et de distribution soit en mesure de recueillir l'énergie renouvelable là où elle est produite et de l'acheminer aux abonnés.

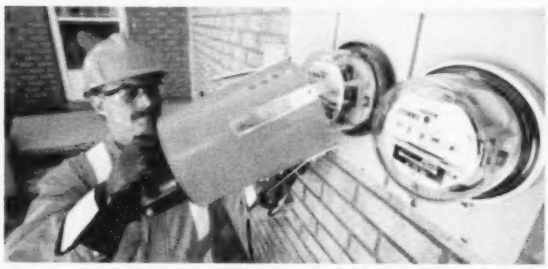
Hydro One examine actuellement divers projets importants de mise à niveau du réseau de transport en Ontario pour soutenir la mise en valeur de l'énergie propre.

UN MILLION

DE COMPTEURS INTELLIGENTS INSTALLÉS EN 2009

Atteindre notre objectif en matière de compteurs intelligents

Dans le cadre d'un des déploiements de compteurs intelligents les plus importants effectués par une société de services publics en Amérique du Nord, Hydro One a dépassé la marque du million de compteurs intelligents installés, près de 750 000 d'entre eux communiquant des données utilisables aux fins de relevés fiables. Maintenant que cette infrastructure critique est en place, nos abonnés pourront se convertir au mode de tarification liée à la période de consommation en 2010 et en 2011.

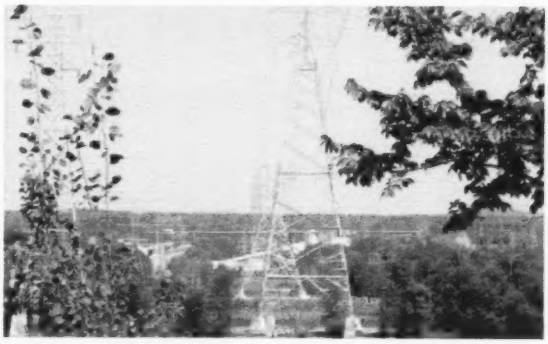


16
10 kW+

16 PRODUCTEURS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DE PLUS DE 10 kW ONT ÉTÉ INTÉGRÉS AU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Favoriser la production d'énergie renouvelable

Hydro One est primordiale à la réussite de la mise en œuvre de la Loi sur l'énergie verte. Tablant sur la production croissante d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de bioénergie, Hydro One jouera un rôle prépondérant dans l'intégration sécuritaire et rentable de ces diverses sources d'énergie renouvelable dans le réseau d'électricité de l'Ontario. En 2009, 16 producteurs d'énergie renouvelable, ayant chacun une capacité de production de plus de 10 kW d'électricité, ont été raccordés au réseau de distribution.



Assurer la fiabilité. Augmenter la capacité.

En 2009, Hydro One a investi 918 millions de dollars dans des projets d'investissement liés au réseau de transport, y compris plusieurs projets de mise à niveau du réseau destinés à accroître l'accès à de nouvelles sources d'énergie renouvelable et à augmenter notre capacité de transfert à partir d'autres territoires.

L'un de ces projets, à savoir le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton, raccordera les sources de production d'énergie nucléaire remises en état et les nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Hydro One a reçu l'approbation de l'évaluation environnementale en décembre 2009 et la construction débutera en 2010.

Afin d'offrir un service fiable à nos abonnés, nous examinons et évaluons fréquemment nos infrastructures. En 2009, le projet de batteries de condensateurs dans le Sud-Ouest de l'Ontario a révélé que, compte tenu de leur âge, de leur condition et de l'importance dans le réseau, quatre batteries de condensateurs allaient bientôt atteindre la fin de leur durée de vie. Estimant le remplacement de cet équipement prioritaire, nous avons installé de nouvelles batteries de condensateurs et accru du même coup notre capacité de transport dans le Sud-Ouest de l'Ontario.

La ligne raccordant le poste de transformation Cherrywood au poste Claireville a été renforcée afin d'en améliorer la fiabilité et de permettre à celle-ci de répondre à la demande croissante de la région du Grand Toronto.

918
MILLIONS DE DOLLARS

INVESTIS DANS L'AMÉLIORATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Énergie verte. Partenariat avec les établissements d'enseignement. Actions de proximité. Ce ne sont là que quelques exemples de notre engagement à titre d'entreprise socialement responsable.

Engagement envers la conservation

Dans le cadre de notre engagement à constamment améliorer notre performance sur le plan environnemental, nous aidons les abonnés de Hydro One à gérer plus efficacement leur utilisation d'électricité. En 2005, nous avons lancé un programme de conservation et de gestion de la demande. Depuis la mise en œuvre du programme, plus de 1,5 million d'abonnés ont économisé quelque 450 millions de kWh d'électricité, soit assez d'électricité pour alimenter environ 38 000 foyers pendant un an et pour permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre correspondant à plus de 300 000 tonnes de CO_2.

Les membres du personnel de Hydro One font également des efforts pour réduire leur empreinte écologique en diminuant leur consommation de papier, en coupant le moteur de leur automobile et en éteignant les lumières et leur ordinateur quand il n'en font pas usage. Ces mesures qui figurent dans le programme visant l'adoption de choix plus verts par le personnel ont entraîné une réduction des émissions de CO_2 d'environ 900 tonnes.

Un parc de véhicules plus écologiques qui vaut son pesant d'or

Les efforts de Hydro One visant à améliorer l'efficacité de son parc de véhicules de service sur le plan de la consommation de carburant et la gestion environnementale de ce parc lui ont récemment valu la cote or décernée dans le cadre du programme canadien Energy, Environment and Excellence (E3). Ce programme reconnaît le mérite des entreprises et des gouvernements qui améliorent le rendement du carburant de leur parc de véhicules et réduisent leur empreinte carbone, et qui en plus se démarquent par leur leadership en matière de gestion d'un parc de véhicules. Les diverses mesures nous ayant permis de réduire de 525 tonnes nos émissions de CO_2 et ainsi de décrocher la cote or comprennent la réduction du temps de fonctionnement au ralenti des moteurs, l'achat de véhicules moins énergivores et l'optimisation de la performance au chapitre de la consommation de carburant de ces derniers au moyen de la collecte et de l'analyse de données portant sur l'utilisation des véhicules.

Amélioration des services et meilleur accès à l'information

En 2009, nous avons procédé à un nouveau lancement de notre site web destiné aux abonnés, **www.HydroOne.com**. Il est maintenant plus facile que jamais de payer ses factures en ligne, de gérer son compte et d'obtenir des trucs pour réduire sa consommation d'électricité. Le site comprend également un nouveau système de suivi des pannes d'électricité lequel, grâce à une technologie de cartographie avancée, permet aux abonnés et aux autres utilisateurs du système d'avoir accès, en temps réel, à des mises à jour détaillées indiquant l'ampleur et la localisation des pannes, le nombre d'abonnés touchés et le moment estimatif de rétablissement du service.

161

NOUVEAUX DIPLÔMÉS ENGAGÉS PAR HYDRO ONE DEPUIS 2008

Nouvelles compétences. Nouvelles possibilités.

Afin de s'assurer de disposer de l'effectif nécessaire pour remplir son rôle qui consiste à livrer de l'électricité de façon sécuritaire, fiable et économique, Hydro One a pris l'initiative d'établir des partenariats avec les collèges et les universités ainsi qu'avec les Premières nations et les peuples Métis. Depuis 2008, nous avons embauché 161 jeunes professionnels dans le cadre de notre nouveau programme de diplômés et collaboré à la formation de 393 apprentis.

En février 2009, Hydro One a reçu un prix que lui a décerné Colleges Ontario en reconnaissance des efforts déployés pour soutenir l'enseignement collégial dans la province. Hydro One a investi plus de trois millions de dollars dans le cadre de son partenariat avec Colleges Ontario pour former et embaucher des techniciens et technologues en génie ainsi que d'autres travailleurs spécialisés dans le domaine de l'électricité.

Resserrer les liens avec les collectivités

Hydro One croit qu'elle peut contribuer à l'essor de collectivités saines et dynamiques. Dans le cadre de notre programme PowerPlay, nous accordons des subventions pouvant aller jusqu'à 25 000 $ à l'égard de projets d'investissement visant des centres communautaires ou encore la construction de patinoires intérieures ou extérieures, de terrains de jeux, de jeux d'eau ou de terrains de sport, soit autant d'endroits où les membres d'une collectivité peuvent se rassembler et où les enfants peuvent pratiquer un sport ou simplement bouger. En 2009, Hydro One a offert des subventions totalisant un million de dollars aux termes du programme PowerPlay, réparties entre 108 projets d'intérêt collectif.

108

SUBVENTIONS ACCORDÉES EN 2009 AUX TERMES DU PROGRAMME POWERPLAY, RÉPARTIES ENTRE 108 PROJETS D'INTÉRÊT COLLECTIF

VISITEZ LE WWW.HYDROONE.COM POUR EN APPRENDRE DAVANTAGE SUR L'ENGAGEMENT DE HYDRO ONE ENVERS LA COLLECTIVITÉ ET SES ABONNÉS EN CONSULTANT EN LIGNE LA BROCHURE SUR LES FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RESPONSABILITÉ SOCIALE.

Haute direction de Hydro One

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux

Myles D'Arcey
Premier vice-président, Exploitation des services aux abonnés

Steve Dorey
Vice-président, Relations extérieures

John Fraser
Vice-président, Vérification interne et chef du risque

Tom Goldie
Premier vice-président, Services de gestion

Peter Gregg
Premier vice-président, Affaires générales et réglementaires

John Macnamara
Vice-président, Santé, sécurité et environnement

Carmine Marcello
Premier vice-président, Gestion de l'actif

Nairn McQueen
Premier vice-président, Ingénierie et construction

Geoff Ogram
Premier vice-président et conseiller spécial

Wayne Smith
Premier vice-président, Exploitation du réseau

Sandy Struthers
Premier vice-président et chef des finances

Ali Suleman
Vice-président et trésorier

Renseignements sur la société

Adresse du siège social
483, Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
Investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle
Pannes d'électricité et situations d'urgence
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients agricoles et petites entreprises
1-888-664-9376

Clients commerciaux
1-877-447-4412

Vérificateurs
KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Conception graphique : THE WORKS www.worksdesign.com

Pour en apprendre davantage sur les activités de Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le www.HydroOne.com.

hydro One

Investir dans l'avenir énergétique de l'Ontario

hydro One

Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.
Regroupe la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise compte pour moins de 1 % du total de nos actifs.

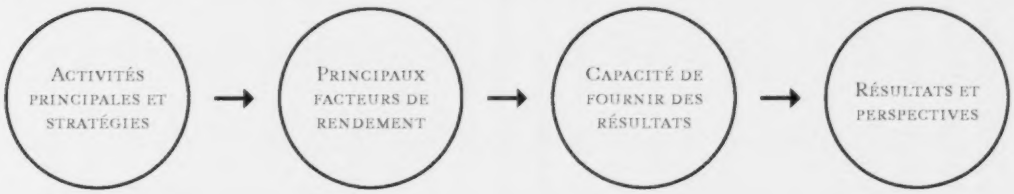
Rapport de gestion

Nous établissons nos états financiers en dollars canadiens et selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Sommaire

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »), et nos activités de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Notre mandat consiste à acheminer et à distribuer de manière sécuritaire, fiable et économique de l'électricité aux foyers et entreprises de l'Ontario. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre stratégie s'inspire de nos valeurs, c'est-à-dire la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. La sécurité revêt la plus haute importance car notre milieu de travail peut poser des risques. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en tant qu'intendant d'actifs essentiels pour la province. Nous les gérons avec prudence et transparence tout en optimisant leur valeur commerciale et leur utilité pour notre clientèle. Notre recherche d'excellence signifie que notre personnel est dûment formé et qu'il est prêt et en mesure d'offrir un service de grande qualité. Nous privilégions l'innovation puisque, grâce à elle, nous accroissons notre productivité et mettons au point de meilleures méthodes pour répondre aux besoins de nos abonnés. En 2009, nous nous sommes encore concentrés sur nos principales activités, nous avons maintenu, voire fortement amélioré, le rendement de divers aspects clés de nos activités et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de l'Ontario tout en nous préparant à satisfaire aux exigences de la Loi sur l'énergie verte.

Nous gérons nos activités en observant la structure de gouvernance suivante :



Activités principales et stratégies

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mandat, nos objectifs et nos valeurs. Notre premier objectif est de devenir la plus importante société d'électricité de l'Amérique du Nord. Nos objectifs stratégiques, dont il est question plus loin, englobent les valeurs fondamentales qui mènent notre entreprise. Notre stratégie touche tous les aspects de nos principales activités : la sécurité, nos abonnés, l'innovation, la fiabilité et l'efficacité de nos systèmes, l'environnement, notre personnel, la valeur pour l'actionnaire et la productivité.

Principaux facteurs de rendement

Nous avons établi les facteurs de rendement essentiels pour l'atteinte de nos objectifs stratégiques. Chaque facteur permet d'évaluer précisément notre réussite à l'égard d'un objectif donné. Tous les ans, nous établissons des cibles de rendement propres à chaque facteur dans le but d'atteindre nos objectifs stratégiques au fil du temps. Ainsi, nous calculons la fréquence des blessures avec perte de temps pour mesurer notre progrès dans la réalisation d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure et recourons à des sondages auprès des abonnés pour évaluer la réussite de nos initiatives destinées à accroître la satisfaction de la clientèle. La réduction des émissions de gaz carbonique et les résultats de notre vérification de l'efficacité énergétique témoignent de notre engagement envers la protection de l'environnement. Ces facteurs de rendement, entre autres, font partie de l'analyse de nos évaluations du rendement qui figure plus loin.

Capacité de fournir des résultats

Nous avons continué de suivre une démarche équilibrée reposant sur les résultats et, pour 2009, avons établi 13 objectifs à long terme. Nous cherchons toujours à gérer nos principaux facteurs de rendement et à obtenir des résultats, tous les ans sans exception. Cette année, nous avons atteint ou dépassé huit des treize objectifs. Nous obtenons des résultats, mais demeurons conscients de notre empreinte environnementale. Nous avons dépassé de 125 tonnes métriques, soit d'environ 31 %, notre objectif en matière de réduction de gaz à effet de serre, et de 0,4 heure, notre objectif concernant les interruptions de la distribution aux abonnés, soit une amélioration de 1,2 heure ou près de 15 % par rapport au dernier exercice. Nous présentons une analyse complète des résultats de notre travail à cet égard à la rubrique Mesures et objectifs de rendement qui se trouve plus loin. Notre capacité de fournir des résultats dans chacun de nos domaines stratégiques est restreinte par les risques inhérents au contexte de la réglementation, à nos activités, à notre personnel et à la conjoncture économique. Ces risques, ainsi que nos stratégies visant à les atténuer, sont exposés plus loin.

Résultats et perspectives

En 2009, nos grands paramètres financiers sont demeurés solides, le bénéfice net de l'exercice s'établissant à 470 millions de dollars. Nos besoins en matière de produits tirés du transport approuvés par la CEO pour 2009 se sont élevés à 1 180 millions de dollars. Pour nos activités de distribution, les tarifs ont été approuvés conformément au mécanisme de tarification par incitatifs de 3e génération de la CEO. Les tarifs approuvés appuient nos programmes de travaux nécessaires pour soutenir notre infrastructure indispensable et investir dans un réseau d'électricité durable appuyant une production d'énergie renouvelable et plus propre. Nous avons maintenu une cote de solvabilité de catégorie « A » et avons réussi à obtenir du financement par emprunt de 1 150 millions de dollars. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation et de nos activités de financement est présentée plus loin.

Nos dépenses en immobilisations futures estimatives ont augmenté par rapport à celles établies dans le rapport annuel de 2008 en raison principalement des investissements supplémentaires à l'égard du réseau d'électricité nécessaires pour répondre à l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable associée au Programme de tarifs de rachat garantis (« TRG ») ainsi que des investissements dans des technologies de pointe qui permettront de rehausser la fonctionnalité et la fiabilité du réseau d'électricité conformément à la Loi sur l'énergie verte. Le 21 septembre 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a demandé à notre société d'aller de l'avant avec la planification, l'élaboration et la mise en œuvre de certains projets de transport, de mettre au point et en œuvre une infrastructure de réseaux intelligents et de procéder à des mises à niveau pour permettre le raccordement de la production au réseau distribué. Nous avons acquiescé à cette demande et, à l'heure actuelle, nous menons à bien un plan de mise en œuvre. Une analyse plus complète des dépenses en immobilisations futures figure plus loin.

Vue d'ensemble

Transport

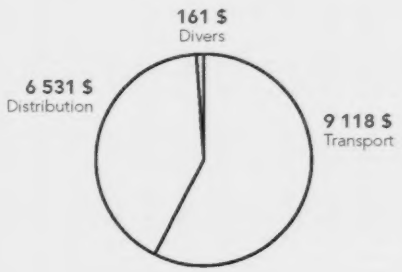
Notre société possède et exploite la quasi totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie plusieurs installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution régionaux plus vastes. En 2009, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 147 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 139 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Celles ci nous permettent d'importer environ 4 600 MW et d'exporter quelque 6 000 MW d'électricité. Au chapitre des actifs, nos activités de transport représentent notre secteur d'activité le plus important puisqu'il regroupe environ 58 % du total de nos actifs.

Distribution

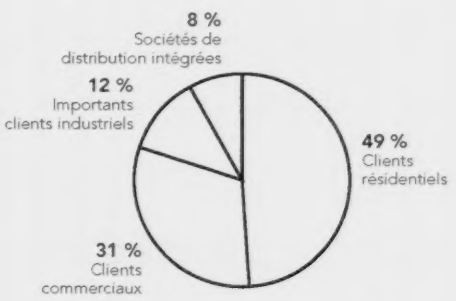
Notre réseau de distribution est le plus vaste en Ontario. Il couvre environ 75 % de la province et sert quelque 1,3 million d'abonnés ruraux et urbains, des entreprises de distribution locales (« EDL ») raccordées au réseau de distribution et 44 importants clients industriels. Nous exploitons aussi de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans diverses collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité provincial. En 2009, nous avons tiré de la distribution des produits qui totalisent 3 534 millions de dollars. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels génèrent environ la moitié de nos produits de distribution.

Total de l'actif

31 décembre 2009 (en millions de dollars canadiens)



Produits tirés de la distribution en 2009



Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 63 millions de dollars en 2009 et compte des actifs d'environ 161 millions de dollars, ce qui représente 1 % du total de nos actifs. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. Hydro One Telecom a construit dernièrement un réseau de transport par fibre optique spécialisé offrant une connectivité sûre et à grande capacité entre de nombreux établissements de soins de santé en Ontario.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mandat, nos objectifs et nos valeurs. Notre mandat consiste à offrir un réseau de transport d'électricité sûr, fiable et rentable aux abonnés ontariens. Notre premier objectif est de devenir la plus importante société d'électricité de l'Amérique du Nord. Nos valeurs englobent la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. Nous entendons faire preuve d'innovation et de leadership dans le renouvellement du réseau électrique de l'Ontario. À cette fin, nous avons défini huit objectifs stratégiques :

Créer un milieu de travail où il ne survient aucun accident et assurer la sécurité du public : Nous continuons de prôner avec ferveur la prévention des accidents du travail et la sécurité du public.

Répondre aux besoins de nos abonnés : Pour ce faire, nous misons sur la fiabilité et la qualité de l'électricité, nous communiquons efficacement avec nos clients, nous respectons nos engagements, nous tissons des liens avec les collectivités que nous servons, nous optimisons la valeur de nos services, et nous défendons notre réputation en tant qu'intendant responsable des actifs de transport et de distribution d'électricité de la province.

Innover : Nous cherchons sans cesse à élaborer et à proposer des solutions novatrices qui améliorent la fiabilité et l'efficience de nos services d'électricité et qui permettent à nos abonnés de mieux gérer leurs coûts énergétiques.

Bâtir et entretenir un réseau électrique à la fois fiable et rentable : Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle provinciale, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province et la demande d'électricité. Pour réaliser cette stratégie, nous devons assurer une plus grande visibilité, un contrôle accru et un meilleur service à la clientèle grâce à des technologies de pointe tout en continuant d'offrir un service fiable dans des territoires aux conditions topographiques et climatiques variées.

Protéger l'environnement : Nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie. Nous nous concentrons également sur nos méthodes de travail et notre matériel, notamment la gestion des parcs de véhicules et, dans les collectivités éloignées, le passage de la production à base de carburant diesel à la production à base de biodiesel.

Perfectionner et fidéliser nos employés : Nous relevons les défis que pose le profil démographique de notre main d'œuvre grâce à un vaste programme de recrutement, à la formation dans les secteurs de base, au perfectionnement du personnel et au transfert des connaissances.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire : Nous entendons mener nos activités de manière à assurer notre pérennité financière et à maintenir ou à accroître la valeur de nos actifs.

Rehausser notre productivité et notre rentabilité : Pour atteindre notre objectif qui est de devenir la plus grande société d'électricité de l'Amérique du Nord, nous nous efforçons d'améliorer sans cesse notre productivité grâce à de nouvelles efficiences et à une saine gestion des coûts. Notre but est de nous classer dans le premier quartile de notre groupe de pairs en Amérique du Nord pour ce qui est des mesures clés des coûts unitaires.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau électrique intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

Mesures et objectifs de rendement

Pour mesurer notre rendement et définir nos objectifs, nous adoptons une démarche équilibrée fondée sur les résultats. Tout au long de l'année, nous surveillons étroitement les principaux facteurs de rendement afin d'atteindre nos objectifs stratégiques. En 2009, nous avons atteint ou dépassé huit de nos treize objectifs souples. Dans l'ensemble, nous nous rapprochons de nos visées stratégiques.

Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public

La nature potentiellement dangereuse de nos activités exige que nous soyons continuellement centrés sur la sécurité. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, sa sécurité revêt la plus grande importance. Nos efforts visant à assurer un milieu de travail où il ne survient aucun accident sont évalués par la fréquence de nos blessures avec perte de temps. Dans l'ensemble, nous avons atteint notre objectif exigeant de 2009 de 0,3 blessure avec perte de temps par 200 000 heures travaillées, ce qui classe notre rendement dans le premier quartile par rapport aux normes de notre secteur d'activité. Nous surveillons cette mesure afin de déceler les situations susceptibles d'accroître le risque de blessures. Ces blessures vont de foulures à des décharges électriques. Nous ne cessons d'insister sur l'amélioration du rendement en matière de sécurité et entendons atteindre l'objectif d'aucune blessure avec perte de temps en nous assurant que tous les membres du personnel ont reçu une formation appropriée et sont équipés pour les dangers auxquels ils peuvent faire face. Cela signifie fournir continuellement un encadrement et du mentorat et tirer parti de l'expérience et des connaissances acquises au fil des ans. À la fin de 2009, nous avons lancé *Journey to Zero (Objectif zéro)*, un nouveau programme visant à déterminer les principales occasions d'amélioration dans notre système de santé et de sécurité. Nous misons continuellement sur le maintien de la sécurité du public. En 2008, nous avons commencé à améliorer la sécurité des postes de transport dans la région du Grand Toronto.

Répondre aux besoins de nos abonnés

La satisfaction de la clientèle est également essentielle à notre succès. Cette satisfaction est évaluée au moyen des résultats globaux des sondages indépendants menés auprès de chacun des secteurs de nos clients. Les résultats de notre sondage sur la satisfaction des importants clients dans le secteur du transport sont demeurés supérieurs à l'objectif, le taux de satisfaction global étant de 91 %, ce qui traduit notre solide engagement à l'égard du service à la clientèle. De plus, les résultats de notre sondage sur la satisfaction des importants clients de notre secteur de la distribution sont passés de 82 % à 85 % comparativement à 2008. Nous sommes toujours conscients des besoins de nos abonnés résidentiels et des petites entreprises, et les résultats du sondage ont indiqué un taux de satisfaction de 84 %, ce qui est légèrement inférieur à l'objectif et à l'exercice précédent, mais supérieur aux résultats de 2007 et de 2006. Nous avons enregistré des résultats inférieurs pour la satisfaction des producteurs comparativement à 2008 pour les producteurs branchés à notre réseau de transport et à celui de distribution. En 2010, nous concentrerons nos efforts sur le règlement des préoccupations décelées. Bien que les résultats globaux de notre sondage sur la satisfaction des abonnés n'aient pas atteint notre objectif de 2009, nous continuerons de chercher à atteindre l'excellence en matière de satisfaction de la clientèle. Nous ne cessons d'accorder la priorité à nos clients, et nous mettons en œuvre des stratégies ciblées visant à combler les besoins uniques de chaque secteur de la clientèle et traitons leurs préoccupations grâce à une variété de mesures destinées à améliorer les taux de satisfaction de la clientèle.

Innover

Nous cherchons à élaborer et à proposer des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos services d'électricité et qui permettent à nos abonnés de mieux gérer leur consommation d'énergie. Parmi les initiatives continues en matière d'innovation, l'installation de compteurs intelligents est une priorité. Jusqu'à présent, nous avons installé 1 217 000 compteurs dont 747 000 communiquent avec un tel niveau qu'ils peuvent être utilisés pour effectuer des relevés fiables. Il s'agit d'un des déploiements de compteurs intelligents les plus importants effectués par une société de services publics en Amérique du Nord. Nous n'avons pas atteint notre objectif de 800 000 compteurs permettant les relevés de compteurs en raison des nouvelles technologies convenant mieux à l'environnement rural, ce qui réduira le nombre de répéteurs requis et les coûts.

Bâtir et entretenir un réseau électronique à la fois fiable et rentable

En tant qu'intendant du réseau d'électricité de la province, nous cherchons à conserver et à approfondir la confiance qu'inspirent nos activités. En 2009, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant de manière sécuritaire, fiable et efficace. De plus, notre but est de répondre à la demande croissante de production d'énergie renouvelable. La fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution est évaluée par la durée des interruptions de service imprévues tout au long de l'année et notre réseau de transport est aussi évalué par la fréquence des interruptions de service imprévues. En 2009, notre réseau de distribution a enregistré un meilleur rendement que prévu : la durée cible des interruptions de service était fixée à 7,4 heures, et la durée réelle s'est établie à 7,0 heures. Ce rendement représente une amélioration considérable par rapport à 8,2 heures en 2008.

En raison de nombreuses difficultés éprouvées au cours de l'exercice, la fréquence et la durée des interruptions ont toutes deux eu des incidences sur la fiabilité de notre réseau de transport. Le 20 août 2009, des tornades ont provoqué de nombreuses pannes momentanées dans le Sud de l'Ontario, ce qui s'est reflété dans la fréquence des interruptions de service imprévues de notre réseau de transport à la fin de l'exercice de 2009. Toutefois, nos résultats sont demeurés dans le premier quartile des réseaux comparables au Canada pour ce qui est du rendement selon les résultats de l'Association canadienne de l'électricité. L'événement a également touché la durée des interruptions de service imprévues de notre réseau de transport à la fin de l'exercice, qui a été de 19,7 minutes, soit supérieure à notre cible de 12,4 minutes. Par ailleurs, cette mesure a subi les effets d'une interruption en janvier à la suite d'une panne peu prévisible et aux conséquences importantes à l'une de nos stations de transport. Mises à part ces incidences particulières, la durée s'est rapprochée de l'objectif. Nous comprenons très bien que les abonnés résidentiels et les entreprises, toutes tailles confondues, exigent un service fiable et, par conséquent, nous visons toujours à améliorer la fiabilité tant de notre réseau de transport que de celui de la distribution.

Protéger l'environnement

En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous avons mis de l'avant plusieurs projets environnementaux qui visent à instiller dans notre culture d'entreprise le souci de la protection de l'environnement. En 2009, nous avons évalué deux principaux paramètres relativement aux réductions des déversements de pétrole et des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons récupéré environ 97 % des déversements de pétrole provenant de matériel électrique contenant du pétrole, et avons ainsi dépassé notre objectif de 90 %. Nous avons pris des mesures afin de toujours améliorer notre rendement au chapitre de la fréquence des déversements de pétrole et de nos interventions. Il s'agit notamment de la formation des employés sur les interventions, de la réalisation d'auto évaluations environnementales et de l'amélioration des systèmes de confinement des déversements à nos postes de transport et de distribution.

Nous assumons notre responsabilité dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario. En 2009, nous avons éliminé environ 525 tonnes métriques de gaz à effet de serre, dépassant ainsi considérablement notre objectif, fixé à 400 tonnes métriques. Cette réalisation est attribuable à plusieurs initiatives visant l'efficience de l'utilisation des parcs de véhicules, notamment notre programme Tire Smart *(Gardez vos pneus en forme)* et l'achat de véhicules à faible consommation et hybrides. La gestion environnementale du parc de véhicules de service a valu à notre société la cote or décernée dans le cadre du programme canadien Energy, Environment and Excellence. Notre engagement envers les Ontariens a été reconnu de nouveau par Corporate Knights, société indépendante qui s'attache à promouvoir et à renforcer le développement durable au Canada. Nous avons été hissés au premier rang des entreprises socialement responsables au Canada, soit une amélioration par rapport au 6e rang en 2008. Ce classement signifie que nous réussissons à gérer notre rendement en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance et que nous avons mis en œuvre un programme complet de conservation et de gestion de la demande (« CGD »).

Perfectionner et fidéliser nos employés

Avec le départ à la retraite attendu de nombreux employés, nous entrons dans une période de profonds changements démographiques. Ces changements toucheront l'ensemble du secteur de l'électricité, et nous avons assumé un rôle de leader afin de faciliter la transition. Nous avons instauré un programme dynamique de renouvellement de la main-d'œuvre. Outre un partenariat avec quatre collèges communautaires, nous avons resserré nos liens avec plusieurs universités canadiennes dans le cadre d'une stratégie globale visant à combler nos besoins en personnel pour de nombreuses années à venir. Dans le cadre de notre objectif qui consiste à attirer et à retenir les futurs leaders du secteur, nous présentons Hydro One comme un employeur de prédilection. De plus, nous cherchons à faciliter le maintien en poste et le mentorat en misant sur la motivation des employés. Nous mesurons cette motivation dans les unités d'affaires au moyen d'un sondage confidentiel sur ce sujet. En 2009, la note moyenne générale a été de 3,63 sur 5, une progression par rapport à la note de 3,51 recueille en 2008, mais un résultat légèrement inférieur à l'objectif de 3,68 pour 2009. Les résultats détaillés du sondage de 2009 seront utilisés pour traiter activement les secteurs moins performants et mettre en œuvre avec efficacité des stratégies ciblées visant à accroître la motivation.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire

En 2009, nous avons encore respecté nos engagements qui consistent à maintenir de solides paramètres financiers. Nos objectifs portaient sur le bénéfice net et nos cotes de solvabilité et ils ont tous deux été atteints. Une analyse de nos résultats financiers ainsi que de notre situation de trésorerie et de nos sources de financement est présentée plus loin. Ce rendement ainsi que le contexte commercial dans lequel nous menons nos activités comptent parmi les facteurs qui déterminent nos cotes de solvabilité à court et à long terme. En 2009, nos cotes de solvabilité à court et à long termes n'ont pas changé. Les cotes de solvabilité sont attribuées par DBRS Limited, Moody's Investors Service Inc. et Standard & Poor's Rating Services Inc. (« S&P »). Le maintien des cotes de solvabilité dans la catégorie « A » nous permet de toujours accéder aux marchés du crédit à long terme. Nous avons été en mesure d'obtenir du financement par emprunt suffisant et rentable malgré la conjoncture très difficile. Nos cotes de solvabilité actuelles facilitent un accès continu, à un coût raisonnable, aux marchés du crédit afin de financer les besoins en infrastructure de nos réseaux.

Rehausser notre productivité et notre rentabilité

En 2009, nous avons encore axé nos efforts sur la productivité au travail et la contribution de celle ci en tant que catalyseur de nos programmes de travail. Pour nos activités de transport, la productivité est évaluée en fonction du coût par valeur d'actif, calculé comme étant les dépenses au titre du programme d'immobilisations et d'entretien en pourcentage des actifs du réseau de transport. Pour notre entreprise de distribution, le calcul est normalisé en fonction de la longueur des lignes étant donné la nature rurale de notre territoire de service. Les objectifs pour les deux mesures consistaient à atteindre le premier quartile en regard des entreprises de services publics nord-américaines comparables. Pour l'exercice, la productivité en matière de transport a été légèrement meilleure que l'objectif, et celle en matière de distribution a été essentiellement conforme à l'objectif.

RÉGLEMENTATION

Nos activités de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Cet organisme établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou verbales. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution résultent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont eux aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement des coûts d'achat de l'électricité que consomme notre clientèle. Par conséquent, nos activités de distribution sont à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins approuvés en matière de produits qui prévoient le recouvrement des coûts et tiennent compte d'un rendement des capitaux propres ordinaires présumés. De plus, la CEO approuve des tarifs provisoires afin de permettre le recouvrement ou le règlement d'actifs et de passifs réglementaires précis au cours d'une période donnée.

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (« GTR »), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix sur le marché de gros au comptant. La CEO fixe les prix pour les clients admissibles à la GTR à partir d'une structure tarifaire à deux niveaux qui comporte des seuils de consommation saisonnière. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont temporairement financés par l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Les prix sont revus tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour par la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les clients ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs au cours de la période précédente. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR et les clients du marché de gros paient le prix du marché de l'électricité ajusté pour tenir compte de l'écart entre ce prix et ceux versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros ainsi que du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et de ceux de surveillance et de coordination confiés à la SIERE, l'OEO a été créée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* notamment pour assurer l'approvisionnement à long terme en électricité, faciliter la gestion et la conservation de la puissance appelée et favoriser la stabilité des tarifs exigés des clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat et conformément à l'orientation de la province en matière de mixité des sources d'approvisionnement, l'OEO a mis au point le Plan pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») qui a été remis en août 2007 à la CEO à des fins d'examen et d'approbation. Le 17 septembre 2008, le gouvernement de l'Ontario a demandé à l'OEO de réviser une partie du PREI proposé afin de mettre l'accent sur l'énergie renouvelable et la conservation des ressources énergétiques, ainsi que d'entreprendre un processus amélioré de consultation des Premières nations et des communautés métis. À la suite de cette directive et de la mise en application de la Loi sur l'énergie verte, nous ne savons pas quand l'OEO déposera un PREI révisé.

La Loi sur l'énergie verte définit un cadre de travail pour les projets d'énergie renouvelable et la conservation accrue. Un certain nombre de règlements et de programmes nécessaires pour mettre entièrement en application la Loi ont été promulgués dans la dernière partie de 2009.

Une modification des conditions des permis réputées de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, présentée dans la Loi sur l'énergie verte, exige que les distributeurs fournissent un accès prioritaire au raccordement aux installations de production d'énergie renouvelable admissibles et préparent des plans à soumettre à l'approbation de la CEO indiquant les mesures d'élargissement ou de renforcement du réseau de distribution nécessaires pour permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable.

L'OEO continue à acquérir d'autres sources d'énergie renouvelable et plus propre en Ontario. Le 24 septembre 2009, l'OEO a annoncé le Programme de TRG conformément à la directive reçue du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure. Ce programme vise l'acquisition d'une quantité pouvant aller jusqu'à 50 MW d'énergie provenant d'une grande variété de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, solaire, photovoltaïque, bioénergétique et hydraulique. À la suite de la lettre du 21 septembre 2009 du Ministre, notre société travaille proactivement avec les organisations appropriées de notre secteur d'activité pour élaborer des stratégies et des processus tenant compte des besoins de production et pour évaluer l'incidence sur notre réseau.

En 2009, la CEO a entrepris un examen de ses codes, règlements et directives dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte. Le 20 octobre 2009, la CEO a parachevé les modifications au Code des réseaux de transport (« CRT »), et a adopté une démarche « hybride » pour répartir la responsabilité des coûts entre les transporteurs et les producteurs pour les installations d'implantation. Les installations d'implantation sont des lignes ou des postes permettant de raccorder deux installations de production d'énergie renouvelable ou plus au réseau de transport. La solution hybride verrait initialement un regroupement des coûts des lignes d'implantation par le transporteur, les producteurs payant leur quote part en fonction de leur capacité lorsqu'ils seraient prêts à se raccorder. Pour être admissibles à ce traitement des coûts, les installations d'implantation doivent satisfaire certaines exigences précises établies dans le CRT.

Les modifications au Code des réseaux de distribution (« CRD »), parachevées le 21 octobre 2009, révisaient la démarche de la CEO et répartissaient la responsabilité des coûts entre un distributeur et un producteur pour le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a défini trois types d'actifs de distribution associés au raccordement au réseau de production d'énergie renouvelable : actifs de raccordement, actifs d'agrandissement et améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable. Pour les producteurs qui se raccordent directement à un réseau de distribution, les coûts des actifs de raccordement seront encore pris en charge par les producteurs. Par ailleurs, les distributeurs devront financer tous les frais d'agrandissement figurant dans un plan, les autres frais d'agrandissement demandés par le producteur jusqu'à concurrence de 90 000 $/MW par projet (le producteur payant le reste), et toutes les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable.

En 2009, l'OEO a été encore chargée de coordonner l'exécution et le financement de programmes de CGD. Ce travail de coordination fait suite aux mesures prises par des EDL, y compris les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») et Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), en raison des exigences des programmes de la CEO eu égard au taux de rendement ajusté au marché de troisième phase. Nos programmes de CGD financés par le biais de l'OEO en 2009 se sont élevés à environ 16 millions de dollars comparativement à 8 millions de dollars en 2008. En 2008, nous avons comblé les exigences des programmes de la CEO associés au taux de rendement ajusté au marché de troisième phase, ce qui a représenté quelque 43 millions de dollars. *La Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, modifiée par la Loi sur l'énergie verte, prévoit que la CEO pourrait devoir prendre des mesures pour établir des objectifs de CGD que doivent atteindre les EDL et d'autres titulaires de permis. Selon cette directive, la CEO pourrait être tenue de préciser, comme condition d'un permis, les cibles de conservation que les EDL et autres titulaires de permis doivent atteindre. Jusqu'à présent, nulle directive de ce genre n'a été remise à la CEO et aucun objectif ne nous a été précisé.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux en matière de CGD en établissant un cadre pour l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et petites entreprises ontariennes d'ici le 31 décembre 2010. Ces compteurs devraient être en mesure de calculer et de signaler la consommation pendant des périodes préétablies, leur lecture étant effectuée à distance, et, s'ils sont combinés à des systèmes de communication, ils donneront aux clients accès à de l'information concernant leur consommation. En 2007, la province a nommé la SIERE l'entité provisoirement responsable des compteurs intelligents chargée de surveiller la collecte et la gestion des données. Les EDL, y compris nos activités de distribution, sont responsables du déploiement de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie de communication nécessaire, afin de respecter les exigences minimums définies dans les règlements, ainsi que de la mise en œuvre de tarifs selon la durée de la consommation, tarifs qui sont actuellement imputés sur une base volontaire. Nous progressons fortement vers notre objectif, soit l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et dans toutes les entreprises d'ici le 31 décembre 2010. En 2009, nous avons aussi été en mesure d'effectuer la majorité des essais d'interface, y compris l'application rurale. En 2010, nous demeurerons centrés sur l'établissement d'une solution de distribution de pointe qui tirera parti de notre investissement dans les compteurs intelligents requis pour procéder au raccordement et à la gestion de gros volumes de production distribuée dans notre réseau de distribution (se reporter à la rubrique Dépenses en immobilisations futures).

Tarifs de transport

Hydro One Networks

La SIERE facilite le règlement des paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario (« TTU ») qu'approuve la CEO pour tous les transporteurs de la province.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant notre demande de tarifs de transport pour 2007 et 2008. Par sa décision, qui a pris effet le 1er janvier 2007, la CEO a démontré que nos programmes des travaux lui inspiraient confiance puisqu'elle a approuvé toutes nos dépenses en immobilisations et d'exploitation pour 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction annuelle estimative de 8 % des tarifs de transport, et ce, essentiellement à cause de la baisse du taux de rendement des capitaux propres approuvé, taux qui est passé de 9,88 % à 8,35 %, selon une formule utilisée par la CEO aux fins de la réglementation des EDL. De plus, la CEO a approuvé les montants définitifs et le mode de règlement de certains comptes réglementaires, y compris le nouveau compte de report lié aux produits (« CRLP »), le mécanisme de partage du bénéfice (« MPB »), les passifs au titre des frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport. Le règlement au titre du CRLP et du MPB a été intégré dans les tarifs et les montants ont été remboursés aux clients au cours de la période de 14 mois comprise entre le 1er novembre 2007 et le 31 décembre 2008, tandis que le passif lié aux frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport sont pris en compte dans les tarifs de la période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Dans le cadre d'une procédure conjointe visant tous les transporteurs d'électricité ontariens, le 17 octobre 2007, la CEO a approuvé les TTU devant être mis en œuvre entre le 1er novembre 2007 et le 31 décembre 2008. Les nouveaux tarifs reflètent les modifications approuvées apportées aux exigences en matière de produits et aux éléments de charges et ont été, en moyenne, inférieurs de 12 % aux tarifs approuvés précédemment, surtout en raison d'une baisse du rendement des capitaux propres. Les nouveaux tarifs ont entraîné une baisse d'environ 1 % de la facture d'électricité moyenne du consommateur.

Le 30 mai 2008, nous avons déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement, en date du 1er janvier 2009, des TTU qui s'appliquent à nos activités de transport. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé cette demande, s'appuyant à cette fin sur les besoins en matière de produits qu'elle avait approuvés pour 2008 et compte tenu du remboursement intégral aux clients des montants prévus en vertu du MPB et du CRLP au 31 décembre 2008. Cette approbation a donné lieu à une augmentation moyenne de quelque 9 % des produits qui seront gagnés conformément aux TTU ainsi qu'à une hausse d'environ 1 % du total de la facture moyenne du consommateur.

Pour obtenir le financement qu'exigent l'infrastructure essentielle vieillissante et les investissements, nous avons déposé en septembre 2008 une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Dans le cadre de celle-ci, nous demandons à la CEO d'approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 %, respectivement, en 2009 et en 2010. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision; qui a pris effet le 1er juillet 2009, les besoins en matière de produits ont été réduits et s'établissent à 1 180 millions de dollars et à 1 240 millions de dollars en 2009 et en 2010, respectivement, principalement en raison de la baisse du taux de rendement des capitaux propres approuvé fixé à 8,01 % et à 8,16 %. La décision a aussi nécessité l'établissement de nouveaux comptes d'écart pour comptabiliser la différence entre les produits externes prévus et réels pour les services d'exportation, l'utilisation des terres et les services d'entretien nets fournis principalement aux producteurs. Selon cette décision, la CEO n'a pas autorisé les dépenses en immobilisations liées à la mise en valeur de 180 millions de dollars en 2010, mais a accepté d'examiner de nouveau les projets si des éléments d'information supplémentaires lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, nous avons déposé des éléments d'information supplémentaires concernant deux des projets d'immobilisations s'élevant à environ 160 millions de dollars. Le 16 décembre 2009, la CEO a approuvé notre demande supplémentaire, ce qui a porté les besoins approuvés en matière de produits pour 2010 à 1 257 millions de dollars, en s'appuyant sur un taux de rendement des capitaux propres mis à jour pour 2010 de 8,39 %. Ces décisions ont donné lieu à une augmentation des tarifs de transport d'environ 2 % et 9 % pour 2009 et 2010, respectivement, soit moins de 1 % d'augmentation sur le total de la facture moyenne annuelle d'un abonné.

Le 11 décembre 2009, la CEO a publié son rapport définitif sur l'examen du coût du capital, entrepris afin de déterminer si la conjoncture financière et économique actuelle justifiait un rajustement des valeurs des paramètres relatifs au coût du capital utilisé par la CEO pour calculer le taux de rendement des capitaux propres des services publics. Dans son rapport, la CEO a décidé de continuer d'utiliser une formule fondée sur la prime du risque des capitaux propres; toutefois, la CEO a déterminé que la formule actuelle fondée sur le taux de rendement des capitaux propres devait être rajustée et améliorée.

À la suite du rapport sur le coût du capital de la CEO, le 5 janvier 2010, nous avons déposé une requête auprès de la CEO afin qu'elle révise certains aspects de sa décision concernant nos tarifs de transport de 2010. En particulier, nous avons demandé que le taux de rendement des capitaux propres et le taux des emprunts à court terme utilisés dans le calcul des besoins en matière de produits en 2010 soient portés à 9,75 % et à 1,93 %, respectivement, pour tenir compte de l'application des tarifs approuvés selon la nouvelle formule approuvée par la CEO. Une audience verbale devrait débuter le 26 mars 2010.

Nous préparons actuellement les données visant à étayer une demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012. La demande devrait être déposée auprès de la CEO au premier trimestre de 2010. Cette demande appuiera encore les objectifs relatifs à l'infrastructure essentielle vieillissante et à la mixité des sources d'approvisionnement pour la production, y compris des initiatives d'élimination de la houille et la mise en place d'investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte. Cette demande sera déposée compte tenu de la nouvelle formule approuvée par la CEO en ce qui a trait au taux de rendement des capitaux propres et elle devrait tenir compte du rapport du personnel de la CEO sur le traitement réglementaire des investissements dans les infrastructures relativement aux activités à tarifs réglementés des distributeurs et des transporteurs de l'Ontario, publié en janvier 2009. Le rapport permet notamment aux sociétés de services publics d'inclure avec prudence les coûts engagés dans les travaux en cours dans la base tarifaire.

TARIFS DE DISTRIBUTION

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation présentée à nos clients en ce qui a trait à nos tarifs de distribution approuvés, aux coûts d'achat d'électricité et à d'autres charges réglementaires approuvées. La quasi-totalié des coûts de nos achats d'électricité et des autres charges réglementaires approuvées sont réglés par l'intermédiaire de la SIERE qui facilite les paiements à des tiers, comme les producteurs, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») et la SIERE elle-même.

En 2006, la CEO a entamé un processus visant à établir un MTI pour les exercices 2007 à 2010. Le processus comprenait une méthode basée sur une formule de détermination des tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs devant être appliquée à tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010.

Hydro One Networks

Conformément au plan pluriannuel d'établissement des tarifs de la CEO, notre filiale Hydro One Networks a soumis la portion des besoins en matière de produits de sa demande de 2008 liée au coût de prestation du service le 15 août 2007. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits de 1 067 millions de dollars, compte tenu d'un taux de rendement des capitaux propres de 8,64 %. La hausse des tarifs de distribution que nous avons demandée représente une augmentation moyenne nette de moins de 1 % du total de la facture moyenne de l'abonné. La demande a englobé un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires de nos clients et à consolider, ou harmoniser, les tarifs des catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées.

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi totalité des dépenses de nos programmes des travaux en date du 1er mai 2008, décision qui prendra effet le 1er février 2009. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé la mise sur pied du compte de recouvrement des produits (« CRP » ou « Avenant 4 ») qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs depuis le 1er mai 2008. Le CRP est recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011. Dans le cadre de cette décision, la CEO a également approuvé certaines dépenses engagées pour la fonctionnalité excédentaire des compteurs intelligents et le maintien de la charge de 0,93 $ par mois par abonné. Dans des travaux précédents, la CEO a approuvé les dépenses que nous avions engagées relativement à la fonctionnalité minimale pour des infrastructures de compteurs évolués aux fins de recouvrement. Ainsi, la différence entre les produits comptabilisés sur cette base et les recouvrements réels perçus conformément aux additionneurs de tarifs est prise en compte dans la valeur comptable du compte d'actifs réglementaires.

À la fin de 2008, nous avons déposé une demande de tarification par incitatifs à l'égard des tarifs de 2009, qui a été mise à jour en janvier 2009 pour tenir compte de la décision relative aux tarifs de distribution de 2008. La demande a été déposée conformément au processus du MTI de 3e génération de la CEO, processus qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des objectifs en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts qui sont engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil déterminé. Le 13 mai 2009, la CEO a rendu sa décision approuvant l'augmentation du MTI de base et une variation du tarif mensuel de 1,65 $ par abonné qui utilise un compteur intelligent. Les tarifs révisés ont été approuvés, sont entrés en vigueur le 1er mai 2009 et mis en application le 1er juin 2009. Ces tarifs ont donné lieu à une augmentation de moins de 1,5 % du total de la facture moyenne d'un abonné.

En 2009, nous avons déposé une demande liée aux coûts de prestation de service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution de 2010 et 2011. Cette demande tient compte de notre plan d'investissement dans nos actifs des réseaux afin de nous permettre d'atteindre les objectifs concernant la sécurité de la population et du personnel, la conformité avec les lois et les règlements, le maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux, les besoins de croissance des réseaux et les investissements exigés en vertu de la Loi sur l'énergie verte. Dans le cadre de cette requête, nous demandons à la CEO d'approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 150 millions de dollars et de 1 264 millions de dollars selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,11 % et de 9,09 % pour 2010 et 2011, respectivement. La hausse estimative des tarifs de distribution qui en découle est d'environ 10 % et 13 % pour 2010 et 2011, respectivement, ou d'environ 3 % et 4 %, en 2010 et en 2011, respectivement du total de la facture moyenne de l'abonné. L'audience verbale a débuté le 7 décembre 2009.

À la suite du rapport sur le coût du capital de la CEO publié en décembre 2009, nous avons mis à jour ultérieurement nos besoins en matière de produits. Ces besoins révisés de 1 196 millions de dollars en 2010 et de 1 295 millions de dollars en 2011 traduisent la demande concernant le taux de rendement des capitaux propres de 9,75 % selon la formule du coût de capital.

Notre demande comprenait un plan en matière d'énergie verte pour notre entreprise de distribution, déposé conformément à la Loi sur l'énergie verte en vertu de laquelle la CEO devait demander aux transporteurs et aux distributeurs de déposer des plans pour l'élargissement de leurs réseaux afin de faciliter la distribution d'énergie renouvelable. Notre plan présente l'élargissement et le renforcement du réseau de distribution pour permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable et des plans pour la mise au point et la mise en œuvre du réseau intelligent lié à notre réseau de distribution.

Le 25 septembre 2009, nous avons procédé au dépôt d'une mise à jour des données visant à étayer les demandes déjà déposées afin de tenir compte des modifications apportées à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte et stipulées dans le Règlement de l'Ontario 330/09. Les modifications prévoyaient un nouveau mécanisme de protection des tarifs selon lequel les coûts approuvés par la CEO et engagés par un distributeur pour effectuer un investissement admissible aux fins de raccordement ou pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable à son réseau de distribution peuvent être recouvrés, en totalité ou en partie, auprès de tous les contribuables de la province plutôt que seulement par les contribuables abonnés au distributeur investisseur. Au cours du dernier trimestre de 2009, la CEO a entrepris des travaux pour examiner dans quelle mesure les coûts des investissements dans les réseaux de distribution engagés afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable peuvent être recouvrés auprès de tous les contribuables de la province conformément au Règlement de l'Ontario 330/09. La CEO a fait savoir qu'elle préférait retarder notre audience verbale jusqu'à la publication par la CEO de son rapport définitif. Nous prévoyons la reprise de l'audience au premier trimestre de 2010.

Hydro One Brampton

Le 1er novembre 2007, notre filiale Hydro One Brampton a déposé sa demande de tarifs de 2008, s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de 2e génération qui comporte une formule tenant compte de l'inflation et d'objectifs d'efficience. Le 19 mars 2008, la CEO a rendu sa décision et, les tarifs révisés, lesquels englobent le montant mensuel de 0,67 $ qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et ils sont entrés en vigueur le 1er mai 2008. Dans l'ensemble, les nouveaux tarifs se sont traduits par une baisse d'environ 3 % du total de la facture moyenne d'un abonné.

Le 7 novembre 2008, une demande de tarifs de distribution de 2009 reposant sur les mêmes fondements a été déposée. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu sa décision et a approuvé la demande, s'appuyant sur sa politique en matière de MTI de 2e génération. Les tarifs révisés, lesquels englobent le montant mensuel de 1,00 $ qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et ils sont entrés en vigueur le 1er mai 2009. Dans l'ensemble, l'incidence sur la facture moyenne d'un abonné a été négligeable.

Le 6 novembre 2009, une demande de tarifs de 2010 a été déposée, celle ci s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de 2e génération, pour laquelle l'incidence globale sur la facture moyenne d'un abonné serait négligeable. Les tarifs de distribution seront précisés pour le changement de l'année de base lié au coût de prestation de service en 2011.

Hydro One Remote Communities Inc.

Le 29 août 2008, nous avons déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation de service de 2009 proposant une hausse d'environ 10 millions de dollars par rapport aux besoins approuvés en matière de produits pour 2006 motivée par l'augmentation des coûts du carburant. Le 30 avril 2009, la CEO a rendu une décision concernant cette demande de tarifs approuvant la totalité des dépenses liées au programme des travaux et la hausse des tarifs de 4,4 % qui entre en vigueur le 1er mai 2009, ce qui s'est soldé par une augmentation de 4,4 % du total de la facture moyenne d'un abonné résidentiel.

Le 4 novembre 2009, nous avons déposé une demande de tarifs de 2010 s'appuyant à cette fin sur la politique de la CEO en matière de MTI de 3e génération, et requérant l'approbation d'une hausse des tarifs de base d'environ 2 % pour la distribution et la production d'électricité, et entrant en vigueur le 1er mai 2010, laquelle entraînerait une hausse de 1 % de la facture moyenne d'un abonné. L'augmentation s'explique par les ajustements inflationnistes normalisés intégrés dans les demandes en matière de MTI de 3e génération.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	Variation en $	Variation en %
Transport	**1 147**	1 212	(65)	(5)
Distribution	**3 534**	3 334	200	6
Divers	**63**	51	12	24
	4 744	4 597	147	3
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	**20 798**	21 820	(1 022)	(5)
Distribution – unités distribuées aux clients *(TWh)*[1]	**28,9**	29,9	(1,0)	(3)

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de façon à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximum. La demande dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants et les produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis principalement aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Nos produits tirés du transport ont reculé de 65 millions de dollars, ou de 5 %, par rapport à ceux de 2008 en raison principalement du fléchissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe enregistré durant l'exercice. La moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario et la charge totale connexe ont été de 1 022 MW et de 12 262 MW inférieures à celles de l'exercice précédent, respectivement, ce qui a donné lieu à une baisse des produits de 36 millions de dollars.

Les produits tirés de l'exportation de l'électricité vers d'autres territoires a baissé de 14 millions de dollars en raison d'un volume inférieur et de l'incidence de la décision de la CEO rendue le 28 mai 2009. Cette décision a entraîné une baisse de 9 millions de dollars des produits accessoires. Cette décision exigeait que les services d'exportation et les produits accessoires supérieurs aux niveaux prévus soient comptabilisés à titre de passifs réglementaires au titre de montants à rembourser aux contribuables.

Les deux autres augmentations de tarifs du transport approuvées par la CEO au cours de l'exercice se sont répercutées sur les produits tirés du transport de l'exercice. Ces hausses ont été contrebalancées par des ajustements des produits que nous avons gagnés, ce qui reflète le remboursement des montants qui avaient déjà été imputés en réduction des produits dans les exercices précédents, donnant lieu à une diminution nette de 6 millions de dollars au cours de l'exercice.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés, ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos taux tarifaires de distribution. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont progressé de 200 millions de dollars, ou de 6 % en regard de ceux de 2008, y compris le recouvrement accru des coûts d'achat d'électricité, lesquels ont augmenté de 145 millions de dollars tel qu'il est décrit ci-après sous la rubrique « Achats d'électricité ».

Après délibération sur les éléments d'information écrits et verbaux, la CEO a approuvé les augmentations relativement à notre programme de compteurs intelligents et à notre tarif de distribution pour notre filiale Hydro One Networks. Les décisions ont été rendues le 18 décembre 2008 relativement à la demande de coût de prestation de service, et le 13 mai 2009 pour ce qui est de la demande de tarifs dans le cadre du MTI. Ainsi, les produits tirés de la distribution ont augmenté de 64 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Ces hausses tarifaires, qui répondent aux besoins des réseaux de distribution en matière d'entretien et d'investissement, permettant ainsi d'assurer un approvisionnement continu sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario, sont entrées en vigueur respectivement le 1er février 2009 et le 1er juin 2009.

Les hausses des produits tirés de la distribution ont été en partie contrebalancées par un recul de la consommation énergétique, en raison principalement de la douceur du climat et du ralentissement économique, ce qui a fait baisser nos produits tirés de la distribution de 11 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. En outre, les produits découlant du recouvrement d'un compte réglementaire lié à la distribution a cessé d'exister en date du 31 mars 2008, ce qui a donné lieu à un recul de 5 millions de dollars pour l'exercice à l'étude.

Nous avons aussi enregistré une hausse des produits divers de 7 millions de dollars, attribuable principalement à la comptabilisation de certains comptes de report approuvés par la CEO et des produits accrus tirés d'incitatifs consentis par l'OEO dans le cadre de la mise en œuvre de programmes de CGD financés par l'OEO au cours de l'exercice.

Divers
La hausse des produits tirés d'un réseau optique spécialisé nouvellement construit qui procure une connectivité sécuritaire de grande capacité dans les établissements de soins de santé en Ontario, a contribué à l'augmentation des produits de notre entreprise de télécommunications de 12 millions de dollars, ou 24 %, comparativement à l'exercice précédent.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité de notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et englobent le coût de l'énergie achetée sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERE et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie achetée pour de petits consommateurs et autres consommateurs désignés est fondé sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils rajustés deux fois par année. Les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustements au titre de l'écart entre ce prix et ceux payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Ce qui suit donne un aperçu de la GTR pour l'exercice considéré.

Aperçu de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1er novembre 2007	1 000	750	5,0	5,9
1er mai 2008	600	750	5,0	5,9
1er novembre 2008	1 000	750	5,6	6,5
1er mai 2009	600	750	5,7	6,6
1er novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7

En 2009, les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 145 millions de dollars, ou de 7 %, en regard de ceux de 2008 et ont atteint 2 326 millions de dollars. Cette progression est essentiellement attribuable à l'effet des modifications des tarifs de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles de l'ordre de 122 millions de dollars, à l'incidence de la hausse des frais prélevés par la SIERE de 33 millions de dollars, à des frais de service accrus du marché de gros et à une augmentation de 31 millions de dollars des coûts d'achats d'électricité pour les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse de 41 millions de dollars découlant du recul de la demande d'électricité.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	Variation en $	Variation en %
Transport	**438**	387	51	13
Distribution	**564**	531	33	6
Divers	**55**	47	8	17
	1 057	965	92	10

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir en bon état nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont diminué de 51 millions de dollars, ou de 13 %, en 2009 en regard de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sûre et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Les dépenses de ces programmes ont augmenté de 28 millions de dollars comparativement à celles de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par les dépenses liées à nos programmes d'entretien prévu des postes afin de prendre soin des infrastructures vieillissantes, en particulier les transformateurs et d'autres pièces d'équipement d'alimentation électrique et les besoins plus grands quant aux travaux d'entretien correctif imprévus. Notre programme de travaux comprenait également des programmes élargis de travaux forestiers visant à améliorer la fiabilité des réseaux et le soutien technique accru. Nos dépenses liées au soutien du réseau de transport ont également augmenté de 23 millions de dollars, ce qui traduit principalement l'incidence de la baisse des dépenses au cours de l'exercice précédent découlant d'un crédit sur règlement ponctuel lié au transfert d'actifs du régime de retraite au régime de retraite d'Inergi LP (« Inergi ») par suite de l'obtention de l'approbation de la Commission des services financiers de l'Ontario. Les dépenses visant à soutenir le réseau de transport ont également progressé en raison du soutien accru et des améliorations aux applications des technologies de l'information, qui ont été en grande partie contrebalancées par la réaffectation des ressources aux fins du soutien d'un programme d'investissements plus imposant.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires au maintien de notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 33 millions de dollars, ou de 6 %, comparativement à l'exercice précédent. Les dépenses liées à nos programmes de travaux ont progressé de 18 millions de dollars, ce qui est essentiellement attribuable aux dépenses accrues engagées au titre de nos programmes de relations avec la clientèle, des programmes de travaux forestiers accrus visant à accroître la fiabilité des réseaux, des travaux d'entretien non prévus des lignes et des travaux d'entretien correctif prévus à l'égard des postes des distribution. Les dépenses que nous avons engagées afin de soutenir notre entreprise de distribution ont augmenté de 15 millions de dollars, ce qui découle principalement de l'incidence du recul des dépenses au cours de l'exercice précédent en raison d'un crédit sur règlement ponctuel lié au transfert d'actifs du régime de retraite d'Inergi. La hausse des dépenses engagées pour soutenir le réseau de distribution s'explique également par le soutien accru et les améliorations visant les applications des technologies de l'information, lesquelles ont été en grande partie contrebalancées par la réaffectation des ressources aux fins de soutien d'un programme d'investissements plus imposant.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 11 millions de dollars, ou de 2 %, pour s'établir à 537 millions de dollars au cours de l'exercice. Ce recul est attribuable à la réduction de l'amortissement liée essentiellement au recouvrement complet d'un actif réglementaire au cours de l'exercice précédent. La baisse de l'amortissement a été atténuée par l'amortissement accru découlant principalement de nouveaux actifs mis en service, dans le cadre de notre programme permanent de travaux d'immobilisations.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 16 millions de dollars, ou de 5 %, pour s'établir à 308 millions de dollars en 2009, comparativement à l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du montant net des intérêts débiteurs, laquelle reflète la croissance du niveau moyen de la dette, la baisse du revenu de placement et celle des taux d'intérêt moyens à court terme, ainsi qu'un crédit au titre des intérêts de 6 millions de dollars perçu au cours de l'exercice précédent sur règlement ponctuel lié au transfert d'actifs du régime de retraite d'Inergi. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des taux d'intérêt moyens à long terme et la hausse des intérêts capitalisés en raison du nombre de travaux de construction accru dans le cadre de notre programme d'immobilisations permanent.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. En ce qui concerne nos entreprises réglementées, nous calculons la provision pour de tels paiements au moyen de la méthode axée sur le bilan. La variation des impôts futurs relative aux entreprises non réglementées et aux entreprises réglementées, en ce qui a trait aux écarts temporaires qui ne sont pas pris en compte dans le calcul des tarifs, donne lieu à une charge d'impôts futurs qui est imputée aux résultats. La variation des impôts futurs relativement aux écarts temporaires de l'entreprise réglementée qui sont pris en compte dans le calcul des tarifs donne lieu à un actif réglementaire.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a reculé de 67 millions de dollars, ou de 59 % par rapport à 2008, et s'est ainsi chiffrée à 46 millions de dollars. Cette baisse d'un exercice à l'autre est essentiellement attribuable à la réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 33,5 % à 33,0 %, à l'incidence des écarts temporaires plus élevés découlant essentiellement de l'augmentation de la déduction pour amortissement réclamée relativement à nos dépenses liées aux systèmes d'information et aux compteurs intelligents en excédent de l'amortissement. Ces incidences ont été atténuées en partie par une augmentation de la charge d'impôts futurs.

Bénéfice net

Le bénéfice net, qui s'est établi à 470 millions de dollars, a reculé de 28 millions de dollars, ou de 6 %, comparativement aux résultats de 2008. Le bénéfice net a subi les effets de la hausse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées principalement aux programmes des travaux prévus nécessaires pour soutenir nos réseaux de transport et de distribution et l'incidence d'un crédit sur règlement ponctuel au cours de l'exercice précédent lié au transfert d'actifs au régime de retraite d'Inergi. Le recul des produits tirés du transport découle du fléchissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe et des produits tirés des services d'exportation. L'incidence des facteurs qui précèdent sur notre bénéfice net a été en partie contrebalancée par la hausse des tarifs de distribution approuvée par la CEO visant à soutenir les programmes de travaux nécessaires pour assurer un approvisionnement en électricité sûr et fiable. Par ailleurs, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés ont diminué, ce qui reflète l'augmentation de la déduction pour amortissement.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres terminés du 31 mars 2008 au 31 décembre 2009. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes considérées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2009**				2008			
Trimestres terminés les	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	31 déc.[2]	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits[1]	**1 207**	**1 144**	**1 090**	**1 303**	1 194	1 126	1 055	1 222
Bénéfice net[1]	**111**	**100**	**82**	**177**	131	112	98	157
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire[1]	**106**	**96**	**77**	**173**	126	108	93	153

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

[2] Aux termes de la décision concernant la demande relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks, rendue le 18 décembre 2008 par la CEO et entrée en vigueur le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 s'expliquent par une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos conventions d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Activités d'exploitation	**892**	1 052
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme	**1 150**	1 050
Remboursement sur la dette à long terme	**(400)**	(540)
Billets à court terme à payer	**55**	–
Versements de dividendes	**(188)**	(259)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 566)**	(1 284)
Autres activités de financement et d'investissement	**15**	9
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(42)**	28

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fléchi de 160 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent et se sont situées à 892 millions de dollars. Cette réduction est essentiellement attribuable à la hausse du solde des débiteurs, laquelle reflète l'augmentation des coûts des marchandises et les cycles de recouvrement liés à l'économie ainsi qu'aux variations des créditeurs liés aux achats d'électricité. Il existe un délai entre la facturation de la SIERE relative aux achats d'électricité et le recouvrement du solde en cours des débiteurs. Par ailleurs, nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été touchés par la variation nette de nos comptes réglementaires de transport et de distribution, y compris le remboursement à nos clients, en 2008, des montants constatés dans le CRLP tirés du transport.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours. Le 31 décembre 2009, nous avions en cours 55 millions de dollars de billets à court terme. Le programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 000 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire le 31 décembre 2009 et qui échoit le 20 août 2010. Le 2 février 2010, notre société a conclu une facilité de crédit supplémentaire de 500 millions de dollars échéant en février 2013. Le 3 février 2010, la facilité de crédit de 1 000 millions de dollars échéant le 20 août 2010 a été réduite et ramenée à 750 millions de dollars. En outre, en janvier 2010, notre société a acquis 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario, échéant le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2009, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 6 875 millions de dollars, ce qui inclut la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2010 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, et ce, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 27 juillet 2009, nous avons déposé un prospectus préalable de base afin de renouveler notre programme de billets à moyen terme pour une durée supplémentaire de 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en août 2011 est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 2 750 millions de dollars au 31 décembre 2009.

		Cote
Agence de notation	Dette à court terme	Dette à long terme
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Nous nous conformons à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2009, nous avons émis 1 150 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme comprenant une tranche de 250 millions de dollars émise dans des conditions défavorables au quatrième trimestre. Nous avons également remboursé une tranche de 400 millions de dollars sur la dette à long terme venue à échéance. Par comparaison, au cours de 2008, nous avions émis 1 050 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme dans le cadre de ce programme et avions remboursé une tranche échue de 540 millions de dollars sur la dette à long terme. En 2009, le montant de nos billets à court terme a augmenté de 55 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent, mais est demeuré le même en 2008. Nous en avons émis 500 millions de dollars de plus durant le premier mois de 2010, ce qui fait qu'au 11 février 2010 nous pouvions encore émettre 2 250 millions de dollars de titres conformément à ce programme.

En 2009, nous avons versé à la province des dividendes de 188 millions de dollars, soit 170 millions de dollars de dividendes sur actions ordinaires et 18 millions de dollars de dividendes sur actions privilégiées. Au cours de l'exercice précédent, nous avions versé des dividendes sur actions ordinaires de 241 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2009, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont situés à 1 700 $ comparativement à 2 410 $ en 2008. Quant aux dividendes en espèces par action privilégiée, ils se sont établis à 1,375 $ tant en 2009 qu'en 2008.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur, les attentes de l'actionnaire et le maintien de la structure du capital réglementaire réputée. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : le maintien d'un accès efficace à des fonds à long terme, à des taux raisonnables, ainsi que la réalisation de bons rendements financiers. Pour assurer le maintien en permanence d'un accès efficace à des fonds, la société tente de maintenir sa cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	Variation en $	Variation en %
Transport	**918**	704	214	30
Distribution	**643**	570	73	13
Divers	**5**	10	(5)	(50)
	1 566	1 284	282	22

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont, comparativement à celles de 2008, augmenté de 214 millions de dollars en 2009, pour s'établir à 918 millions de dollars. Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 520 millions de dollars, soit 218 millions de dollars de plus que l'exercice précédent. Cette hausse découle de plusieurs grands projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production et des projets d'approvisionnement local afin de combler une augmentation de la charge. Nous avons également enregistré une hausse des dépenses liées à nos projets de production par rapport à l'exercice précédent. En 2009, nous avons raccordé à notre réseau de transport environ 1 285 MW de nouvelle production d'électricité, comparativement à 1 940 MW en 2008.

Les projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux qui ont exigé des dépenses importantes comprennent le projet du renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement de nouvelles sources de production d'énergie éolienne et d'énergie nucléaire réaménagées dans la région Huron-Grey-Bruce, le projet de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario, lequel procure une protection provisoire à la centrale nucléaire de Bruce et augmentera la capacité de transport du projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville dans le sud-ouest de l'Ontario et qui permettra d'accroître la capacité de transfert dans la région du Grand Toronto ainsi que de recevoir l'électricité dans le cadre du nouveau réseau d'interconnexion avec Hydro Québec, et enfin le projet de renforcement du transport du Nord-Est qui augmentera la capacité de transfert de l'interface Nord-Sud pour accéder à la production disponible au Nord. L'incidence de ces investissements a été en partie contrebalancée par la réalisation en quasi totalité en 2008 d'un projet d'interconnexion avec le Québec, lequel accroîtra l'accès à de l'énergie hydroélectrique propre de 1 250 MW.

Les projets d'approvisionnement local qui ont exigé des dépenses importantes comprennent le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto et le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock qui, tous les deux, accroîtront la capacité dans ces régions afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement et le raccordement de notre poste de transformation de Hurontario au poste de transformation municipal de Jim Yarrow, qui augmentera la capacité du réseau de transport dans la région de l'ouest de Brampton afin de permettre la croissance future des charges. L'incidence de ces augmentations a été en partie atténuée par le raccordement des postes de transformation Essa et Stayner, qui a été mis en service au cours de l'exercice et a amélioré la taille du réseau et la fiabilité de l'approvisionnement de la région du sud de la baie Georgienne compte tenu des besoins croissants de nos clients. L'achèvement de notre projet de renforcement à Niagara continue d'être retardé par un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones concernés et diverses entités gouvernementales et nous prévoyons mener ce projet à terme dès que nous aurons accès au site.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 281 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 13 millions de dollars en regard de 2008. Cette augmentation est liée principalement à la remise en état et au remplacement de matériel parvenu à la fin de sa durée de vie dans le cadre de divers projets à l'égard des lignes et des postes et à des dépenses accrues à l'égard de composantes de remplacement du fait des travaux de restauration d'urgence et de programmes de travaux prévus en raison d'une infrastructure vieillissante. Ces augmentations sont contrebalancées en grande partie par une diminution des dépenses liées à l'achèvement de notre projet visant le poste de transformation de Claireville lequel a accru la fiabilité.

Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 117 millions de dollars en 2009. Cette baisse de 17 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable aux besoins de soutien aux projets moins importants, à la diminution des dépenses engagées à l'égard des programmes de prévention des vols ainsi que des dépenses liées au projet portant sur les technologies de l'information dans le cadre d'un programme de remplacement et de mise à niveau mené à l'échelle, de l'entreprise et visant à remplacer le matériel parvenu à la fin de sa durée de vie et à accroître la productivité, et dont nous avons entrepris la deuxième étape au cours de l'exercice.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont augmenté de 73 millions de dollars en 2009 par rapport à l'exercice précédent et se sont chiffrées à 643 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 332 millions de dollars, soit 63 millions de dollars de plus que dans l'exercice précédent. Ces augmentations tiennent principalement aux investissements continus nécessaires pour atteindre nos objectifs à l'égard des compteurs intelligents, conformément à la politique gouvernementale. Au cours de l'exercice considéré, nous avons installé environ 433 000 compteurs intelligents, ce qui porte à environ 1 217 000 le nombre total de compteurs installés dans le cadre de ce programme à ce jour. Nous nous concentrons également sur l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteur et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. Ce déploiement est l'un des plus importants jamais effectués par une société de services publics en Amérique du Nord. En 2010, nos abonnés commenceront à passer à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 242 millions de dollars, ce qui représente 11 millions de dollars de plus qu'en 2008. Cette hausse découle principalement des programmes des travaux prévus à l'égard des lignes, y compris le remplacement du matériel parvenu à la fin de sa durée de vie, les investissements plus importants nécessaires pour remplacer les composantes dans nos postes de distribution et des travaux d'ingénierie et de construction accrus visant la mise à niveau ou le remplacement des compteurs du marché de gros. Ces augmentations ont été atténuées en partie par une diminution des travaux non prévus à l'égard des lignes en raison de dégâts causés par la tempête. Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont établies à 69 millions de dollars en 2009, ce qui est pratiquement inchangé par rapport à l'exercice précédent. Nous avons enregistré une baisse des dépenses engagées à l'égard des technologies de l'information dans le cadre d'un projet de mise à niveau des systèmes mené à l'échelle de l'entreprise afin de remplacer le matériel parvenu à la fin de sa durée de vie et d'accroître la productivité, et dont nous avons entrepris la deuxième étape au cours de l'exercice. Ce facteur a été compensé par une hausse des autres coûts liés aux activités de soutien, y compris les travaux d'amélioration des installations.

Divers

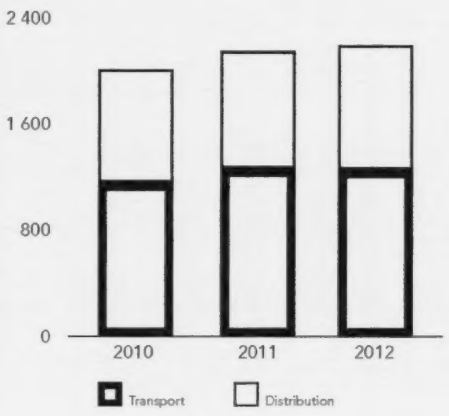
Les diverses dépenses en immobilisations ont considérablement diminué en raison de l'achèvement quasi total en 2008 d'un réseau spécialisé qu'il nous fallait terminer afin de respecter nos ententes contractuelles et procurer une connectivité sécuritaire et de grande capacité à de nombreux établissements de soins de santé en Ontario.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget global de dépenses en immobilisations de 2010 est d'environ 2,0 milliards de dollars. Les budgets d'investissement de 2010 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 150 millions de dollars et 850 millions de dollars. Comme l'indique le graphique ci-contre, les dépenses en immobilisations devraient augmenter et passer à environ 2,1 milliards de dollars en 2011 et à approximativement 2,2 milliards de dollars en 2012. Ces dépenses reflètent les investissements nécessaires pour soutenir notre infrastructure vieillissante et se chiffrent environ à 530 millions de dollars pour 2010, à 620 millions de dollars pour 2011 et à 670 millions de dollars pour 2012. Le budget des projets d'immobilisations, y compris les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement afin d'éliminer graduellement la production de houille et les besoins en approvisionnement local, s'établit à environ 890 millions de dollars pour 2010, à 780 millions de dollars pour 2011 et à 550 millions de dollars pour 2012. Ces investissements comprennent également le déploiement continu et à grande échelle de compteurs intelligents dans nos entreprises de distribution et

Dépenses en immobilisations futures

(en millions de dollars canadiens)



l'établissement de l'infrastructure requise pour les compteurs intelligents en appui aux objectifs visant la conservation. Nous tirerons parti des investissements à l'égard des compteurs intelligents afin de bâtir un réseau intelligent qui rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée. Nos autres dépenses en immobilisations liées à l'exploitation s'établissent à environ 410 millions de dollars pour 2010, 290 millions de dollars pour 2011 et 230 millions de dollars pour 2012. Nos dépenses en immobilisations nécessaires pour respecter les exigences de la Loi sur l'énergie verte s'élèvent à environ 190 millions de dollars pour 2010, à 450 millions de dollars pour 2011 et à 740 millions de dollars pour 2012. Nous allons de l'avant avec nos investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte afin de faciliter la production d'énergie renouvelable conformément aux programme de TRG.

Le budget des dépenses en immobilisations de notre secteur Divers a été fixé à environ 15 millions de dollars en 2010, ce qui englobe principalement l'établissement continu du réseau à fibres optiques.

Transport

Les dépenses en immobilisations engagées pour le réseau de transport devraient être importantes de 2010 à 2012 et ainsi atteindre environ 3,7 milliards de dollars, y compris les dépenses du programme de gestion du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante afin de garantir un approvisionnement d'énergie fiable et continu aux abonnées dans l'ensemble de la province. Le plan des investissements comprend les remplacements ciblés de composantes des disjoncteurs à air, l'appareillage de connexion, les autotransformateurs et les poteaux de bois afin de maintenir le rendement des actifs. De plus, la reconstruction des postes de transformation est prévu pour l'emplacement du poste extérieur du PT Burlington de 115kV et le poste de commutation de Sir Adam Beck afin d'assurer la fiabilité future. Il est nécessaire d'effectuer ces investissements de maintien pour pouvoir continuer d'atteindre tous les objectifs en matière de règlementation, de conformité, de sécurité et de protection de l'environnement.

Les projets liés aux réseaux interrégionaux pour lesquels nous devons effectuer des investissements afin de permettre une nouvelle production conformément aux politiques relatives à la mixité des sources d'approvisionnement comprennent le projet de renforcement des réseaux de transport entre Bruce et Milton visant le raccordement de sources de production d'énergie nucléaire et de nouvelles sources d'énergie éolienne dans la région de Huron-Grey-Bruce. En décembre 2009, nous avons reçu une approbation conditionnelle de l'évaluation environnementale pour le projet qui vise la construction d'une nouvelle ligne de 500 kV. En Octobre 2009, nous avons obtenu l'approbation de la Commission de l'escarpement du Niagara, mais cette approbation fait actuellement l'objet d'un appel. L'audition de l'appel devrait être terminée en février 2010. Nous installons également de l'équipement dans les postes dans le sud-ouest et le nord-est de l'Ontario afin d'accroître la capacité de transport. Un autre projet visant à augmenter la capacité de transport comprend l'installation d'un compensateur voltampère réactif statique dans les postes existants au nord-est de l'Ontario. Ce matériel atténuera le désengorgement du réseau et améliorera la capacité de transport entre le nord et le sud de l'Ontario et le réseau de transport au nord de Sudbury permettant une nouvelle production d'énergie hydroélectrique.

Les autres projets faisant partie du plan d'investissement lié au transport comprennent le renforcement du réseau de transport de l'approvisionnement local, tel que le sud de la Baie Géorgienne et Woodstock ainsi que les quartiers intermédiaires de Toronto pour lesquels nous avons déposé dernièrement une demande d'autorisation pour amorcer la construction auprès de la CEO.

Nous continuons de travailler avec les utilisateurs de la charge afin de combler leurs besoins de croissance. Dans le cas des projets qui s'imposent pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des EDL concernées aux fins d'études de planification conjointes et tout au long du processus de consultation et d'approbation demeurent essentiels. De nouveaux postes de transformation qui serviront Mississauga et les agrandissements des postes de transformation de Brampton, Kingston, de la région de York et Mississauga comptent parmi les projets qui sont envisagés afin de combler les besoins grandissants de notre clientèle. Quant aux besoins à venir en matière de raccordement de la charge locale, nous avons entrepris des pourparlers avec des clients afin de réaliser d'importants travaux d'agrandissement du réseau de transport ou de construire de nouveaux postes de transformation et, au besoin, de procéder à des raccordements de lignes dans des villes comme Mississauga, Oshawa, Woodstock, Chatham-Kent du comté d'Essex, Ancaster et Brampton. Des investissements ciblés sur la performance au point de livraison à la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV devraient accroître la fiabilité de nos services.

Le plan d'investissement comprend en outre des dépenses en immobilisations engagées dans cadre de la Loi sur l'énergie verte. Le 21 septembre 2009, le gouvernement de l'Ontario nous a demandé d'aller de l'avant en ce qui a trait à la planification et à la mise en œuvre de 20 projets importants liés au réseau de transport de l'Ontario dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte et en prévision de la croissance de la production d'énergie renouvelable associée au programme de prix référentiels garantis de l'OEO. Ces investissements comprennent les invertissements dans le réseau de production transport permettant l'acheminement bidirectionnel de l'électricité dans diverses lignes et pièces d'équipement. Notre société travaille proactivement avec les entreprises appropriées de notre secteur d'activité afin de respecter ces exigences.

L'établissement du réseau de production distribuée qui doit être branchée au réseau de distribution nécessitera des mises à niveau à certains postes de transformation, y compris l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques. Dans le cas d'un besoin important de réseau de production distribuée, il sera aussi peut-être nécessaire d'installer des postes de transformation spécialisés. De plus, il faudra mettre sur pied plusieurs projets de transport pour la période de service comprise entre 2013 et 2020 afin de permettre une nouvelle production d'énergie renouvelable. La construction dans le cadre de ces projets devrait commencer après 2011. Au cours du dernier trimestre de 2009, nous avons amorcé la planification du projet d'agrandissement du réseau de transport dans le Nord-Ouest de l'Ontario, ainsi que plusieurs autres projets importants, conformément à la *Loi sur les évaluations environnementales* de l'Ontario. Le projet doit intégrer les nouvelles sources de production d'énergie renouvelable, comme l'énergie hydroélectrique et éolienne dans la région de Nipigon Lake et fournir une capacité supplémentaire d'approvisionnement en électricité pour combler les besoins des clients actuels et futurs dans la région au nord de Lake Nipigon.

Le calendrier réel et les dépenses de nombreux projets de développement sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations, notamment les approbations concernant la construction et les évaluations environnementales, des négociations avec les clients, des sociétés de services publics voisins et d'autres parties prenantes, des consultations avec des Premières nations et des communautés métis ainsi que du calendrier et de l'ampleur des contributions des producteurs à l'égard des installations de transport aux termes des récentes modifications apportées au *Code des réseaux de transport*. Nous n'engagerons aucune dépense en immobilisations importante sans avoir l'assurance raisonnable de la recouvrer au moyen de nos tarifs.

Distribution

Les dépenses en immobilisations estimatives de la période allant de 2010 à 2012 s'élèvent à environ 2,7 milliards de dollars, y compris les dépenses en immobilisations nécessaires pour assurer le maintien de nos immobilisations. Nos travaux viseront avant tout à maintenir le rendement de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Nous poursuivons nos investissements afin de remplacer le matériel et les composantes parvenus à la fin de leur durée de vie en nous concentrant sur les remplacements de poteaux de bois et les câbles sous-marins pour régler le problème de la détérioration de nos actifs. De plus, nous continuerons de nous attaquer aux questions relevant de la demande de nouveaux raccordements de la charge, des appels de dépannage, des travaux de réparation après des tempêtes et du renforcement de la capacité du réseau.

Conformément à la politique gouvernementale, notre projet lié aux compteurs intelligents devrait être quasi achevé en 2010, et certains travaux devraient se poursuivre dans les années suivantes. Le déploiement de compteurs intelligents contribuera à créer un réseau intelligent pouvant constituer une infrastructure de communication qui permettra de nouvelles tâches et applications savantes dans l'ensemble du réseau, ce qui facilitera le raccordement d'une énergie propre et renouvelable. Le budget comprend des investissements dans le réseau intelligent commençant par la mise au point de normes et de la technologie pour notre projet pilote pour la durée d'utilisation.

Les dépenses en immobilisations engagées pour satisfaire aux exigences dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte comprennent des activités accrues de raccordement des sources de production et des mises à niveau au réseau de distribution, comme des mises à niveau des postes pour les dispositifs de protection et de contrôle, et l'installation de disjoncteurs ou de nouveaux postes d'alimentation afin de permettre de nouvelles sources de production.

Le calendrier réel et les dépenses sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations, notamment les approbations des demandes de tarifs de la CEO, ainsi que de la mesure selon laquelle le coût des investissements effectués dans le réseau de distribution afin de permettre le raccordement de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable peut être recouvré auprès de tous les contribuables de la province. Nous n'engagerons aucune dépense en immobilisations d'envergure sans avoir une attente raisonnable de pouvoir la recouvrer au moyen des tarifs.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants :

Au 31 décembre 2009 (en millions de dollars canadiens)	Total	2010	2011/2012	2013/2014	Après 2014
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)*					
Billet à court terme à payer	55	55	–	–	–
Dette à long terme – remboursements de capital	6 875	600	1 100	850	4 325
Dette à long terme – paiements d'intérêts	5 967	372	669	548	4 378
Convention d'impartition d'Inergi[1]	222	104	118	–	–
Engagements découlant de contrats de location-exploitation	59	9	12	12	26
Obligations environnementales[2]	389	24	68	79	218
Total des obligations contractuelles[6]	13 567	1 164	1 967	1 489	8 947
Autres engagements commerciaux *(par année d'échéance)*					
Ligne de crédit bancaire[3]	1 000	1 000	–	–	–
Lettres de crédit[4]	112	112	–	–	–
Garanties[4]	326	326	–	–	–
Régime de retraite[5]	10	10	–	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 448	1 448	–	–	–

[1] Le 1er mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir divers services pour une période de dix ans, notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle, à la chaîne d'approvisionnement, aux finances et aux ressources humaines. Cette entente expire le 29 février 2012. Compte tenu de la complexité des questions en cause, nous avons commencé à élaborer un plan d'action à mettre en œuvre à son échéance.

[2] La société comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination graduelle et à la destruction de l'huile isolante contaminée au BPC du matériel électrique et à l'évaluation et à la restauration des terrains contaminés. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour la période.

[3] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 000 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire, laquelle arrive à échéance en août 2010. Le 2 février 2010, la société a contracté une autre facilité de 500 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, laquelle échoit en février 2013. Le 3 février 2010, la facilité de 1 000 millions de dollars a été réduite et ramenée à 750 millions de dollars.

[4] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 107 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. La tranche restante de 5 millions de dollars incluse dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation en rapport avec un contrat d'achat de biens et à des cautionnements. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, jusqu'à concurrence de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties jusqu'à concurrence d'un montant maximal de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises advenant une détérioration de notre cote de solvabilité en deçà de la catégorie « Aa ».

[5] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations versées après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les cotisations à verser après 2009 ne peuvent faire l'objet d'une estimation en ce moment.

[6] De plus, la société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de biens ou de services à l'appui de nos programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme importante et la plupart d'entre elles ne se prolonge pas au-delà du 31 décembre 2010.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont constatés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont principalement composées des produits tirés du transport reçus de la SIERE et des paiements pour achats d'électricité versés à celle-ci, qui est un apparenté du fait de son statut d'organisme de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. Les autres opérations importantes entre apparentés comprennent le versement de dividendes à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIEO. En janvier 2010, notre société a acquis 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario, échéant le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

Analyse du contexte économique actuel

Incidence de la charge sur les produits

La charge devrait baisser en 2010 en raison de l'incidence sur l'économie de l'Ontario des programmes de CGD et de la croissance inférieure à la moyenne. La croissance économique, quoique modérée, devrait susciter en partie l'accroissement de la charge dans tous les secteurs de l'économie ontarienne. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seule devrait être de 0,4 % environ, le secteur commercial dépassant quelque peu les secteurs résidentiels et industriels. L'incidence des programmes de CGD et de production intégrée devrait avoir des répercussions défavorables d'approximativement 4 % sur la croissance de la charge. Dans l'ensemble, la charge devrait baisser d'environ 3,7 %. Une réduction de la charge influera de manière défavorable sur nos produits.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influeront sur le calcul des besoins de produits que nous présentons à la CEO. Le rendement des capitaux propres est le premier élément touché par les taux d'intérêt. La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du rendement des capitaux propres augmentera ou diminuera d'un pourcentage représentant 50 % de la variation du rendement prévu à long terme des obligations du Canada, selon un taux sans risque de 4,25 % et d'un pourcentage représentant 50 % de la variation de l'écart entre les obligations des sociétés de services publics canadiennes cotées « A » à 30 ans, et le rendement de référence des obligations du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévisionnel à long terme des obligations du Canada ou l'écart des sociétés de services publics canadiennes cotées « A » utilisé aux fins de la formule de la CEO servant à calculer notre taux de rendement des capitaux propres réduirait les résultats d'exploitation de notre entreprise de transport d'environ 15 millions de dollars et ceux de notre entreprise de distribution de quelque 10 millions de dollars. Le deuxième élément de nos besoins de produits qui est touché par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres d'emprunt. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de tels titres et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants et établissements des prix des biens

Pour réaliser nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matières, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer nos coûts, nous concluons régulièrement des conventions de sécurité d'approvisionnement, des ententes visant des matières essentielles et des services ainsi que des contrats cadres, nous forgeons des alliances avec des fournisseurs et nous gérons nous-mêmes nos stocks d'articles courants. De telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement en temps opportun des denrées essentielles. Compte tenu de nos mesures stratégiques en matière d'achat, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique actuelle nuira à nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit que posent nos contreparties. Par ailleurs, nous avons été en mesure de réaliser des économies grâce à nos initiatives stratégiques en matière d'achats.

Financement par emprunt

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le versement des dividendes prévus, ne nous permettront pas de financer nos dépenses en immobilisations ou de rembourser nos emprunts parvenus à échéance et de nous acquitter de nos autres obligations en matière de liquidité (voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au financement par emprunt »). Nous avons besoin des fonds d'emprunt que nous procurent nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial. Notre programme de papier commercial est soutenu par une ligne de crédit bancaire consortiale de 1 000 millions de dollars au 31 décembre 2009 et d'une facilité de crédit supplémentaire de 500 millions de dollars contractée le 2 février 2010. Le 3 février 2010, la facilité de crédit de 1 000 millions de dollars a été ramenée à 750 millions de dollars. Malgré la conjoncture économique défavorable qui régnait au début de 2009, nous avons encore obtenu suffisamment de fonds à un coût raisonnable sur le marché canadien des titres d'emprunt par l'intermédiaire de nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial et nous disposons de liquidités suffisantes.

Régime de retraite

En 2009, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan a diminué de 17 millions de dollars pour s'établir à 424 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 112 millions de dollars au régime de retraite en 2009 et avons engagé des coûts nets au titre des prestations de 129 millions de dollars. À des fins comptables, l'obligation de retraite non capitalisée de 171 millions de dollars en 2008 a augmenté de 233 millions de dollars pour atteindre 404 millions de dollars. Le régime a enregistré un rendement positif d'environ 17,2 % au cours de l'exercice. Toutefois, le régime a également été touché par une augmentation de l'obligation au titre des prestations constituées du fait principalement de la baisse du taux d'actualisation utilisé aux fins de la comptabilité (voir la rubrique « Estimations comptables d'importance critique – Avantages sociaux futurs »).

Gestion des risques et facteurs de risque

Nous avons instauré un programme de gestion des risques d'entreprise qui vise à équilibrer les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les harmoniser à nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration examine annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. C'est à notre présidente et chef de la direction que revient la responsabilité finale de la gestion des risques. Notre équipe de direction, laquelle relève directement de la présidente et chef de la direction, surveille les risques auxquels la société est exposée. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre première vice-présidente et chef des finances, d'assurer que le programme de gestion des risques fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle des risques et élaborer une stratégie d'atténuation des risques.

Notre chef du risque fournit son soutien au comité de vérification et des finances, à la présidente et chef de la direction et à la première vice-présidente et chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur les risques, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il aide les cadres hiérarchiques et fonctionnels à s'acquitter de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer des examens indépendants de l'efficacité des politiques, des procédés et systèmes de gestion des risques.

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Le gouvernement de l'Ontario et nous mêmes avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi. En 2009, le gouvernement de l'Ontario a demandé aux autres organismes, et notamment à Hydro One, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement des employés, de repas et de représentation. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les cotes de solvabilité d'Hydro One pourraient changer en fonction des cotes de solvabilité de la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux cotes étant donné que Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent survenir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait considérablement s'en ressentir. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. Les exigences actuelles de ces programmes prévoient une réduction de 5 % de la demande de pointe d'électricité prévue en Ontario d'ici 2010. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de nous assurer que les mesures de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces cibles sont dépassées. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs.

Conformément à la Loi sur l'énergie verte, nous prévoyons effectuer, au cours des prochaines années, un investissement important dans des projets d'infrastructure de transport et de distribution de grande envergure et procéder au raccordement de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs étant donné surtout, qu'une nouvelle technologie est nécessaire pour permettre la production d'énergie renouvelable et que des problèmes techniques non prévus pourraient être décelés dans la mise en œuvre des projets. En général, les réseaux de distribution ont été bâtis pour permettre le passage unidirectionnel de l'électricité du réseau de transport aux compteurs des abonnés. Le réseau de production distribuée raccordé au réseau de distribution exige des installations permettant le passage bidirectionnel. Il existe également un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations. De plus, il est possible que nous ne puissions pas obtenir toutes les approbations réglementaires nécessaires pour ces projets ou si nous obtenons ces approbations, elles pourraient être contestées, faire l'objet d'un appel ou être annulées. Cette situation pourrait influer sur notre capacité de recouvrer des coûts déjà engagés dans la planification et l'élaboration de ces projets.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance de 2010 à 2013, dont une tranche de 600 millions de dollars, en 2010 et une autre de 500 millions de dollars, en 2011. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 2,0 milliards de dollars en 2010, et les dépenses en immobilisations devraient augmenter pour atteindre environ 2,1 milliards de dollars en 2011. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir considérablement l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les cotes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur notre entreprise.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être transmise par les réseaux de transport est limité en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, de raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du programme de prix référentiels garantis dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de nos réseaux de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus et (ou) approbations suivants : a) les approbations environnementales et b) l'obtention des approbations de la CEO, dont éventuellement des expropriations et c) des processus de consultation appropriés, et s'il y a lieu, des accommodements avec les Premières nations et les Métis qui peuvent être touchés par un projet. L'obtention de ces approbations et la mise en œuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition de la part du public quant à l'emplacement projeté des réseaux de transport. Les approbations requises risquent donc de ne pas être obtenues à temps, voire du tout. Cette situation pourrait nuire à la fiabilité du transport et (ou) à la qualité de notre service, ayant pour résultat une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes est tributaire en partie de facteurs externes, y compris le fait que les occasions de retirer de l'équipement du service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien se font de plus en plus rares par suite des priorités accordées à la clientèle et aux producteurs. Les délais pour obtenir du matériel et de l'équipement ont augmenté considérablement en raison de la hausse de la demande et de la capacité limitée des fournisseurs.

Nous avons modifié notre planification afin de tenir compte de ces facteurs de dépendance externes. Toutefois, si nous ne pouvons mettre à exécution ces programmes en temps opportun et de façon optimale, le rendement de l'équipement fléchira, ce qui risque de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité de livrer suffisamment d'électricité et (ou) d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés, et d'accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la fin de 2009, plus de 17 % de nos employés ont eu droit à la retraite et d'ici 2011, il pourrait y en avoir plus de 25 % des employés qui y seront admissibles. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de fidéliser suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main d'œuvre qualifiée dans les années à venir. De plus, nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité notamment. Nous avons déjà perdu un nombre important de membres de la direction, tant ceux qui occupaient des postes de cadre que ceux qui étaient les successeurs logiques à des postes de cadre, au profit d'autres postes du secteur de l'électricité (et, en particulier, en Ontario) ainsi que des postes de cadres supérieurs dans d'autres secteurs d'activité. De surcroît, nous devons continuer de parfaire nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer de pouvoir combler nos besoins futurs en personnel opérationnel. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Nous ne pouvons toutefois garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale fédérale, provinciale et municipale au Canada. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers et (ou) à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part, comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de plans de remise en état pour notre entreprise et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces actifs ultérieurement.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de nos installations, ce qui pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager dans l'avenir afin de nous conformer aux règlements d'Environnement Canada concernant les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures pour effectuer notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des biphényles polychlorés (« BPC ») devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état des terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

À la suite de modifications réglementaires, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. Nous entendons entreprendre d'autres études, en recourant aux services d'expertes externes, au besoin, afin d'estimer les dépenses supplémentaires associées à l'enlèvement de ce matériel avant la démolition des installations. Cette information nous permettra d'évaluer raisonnablement et de comptabiliser toute obligation éventuelle à engager ces dépenses. Nous prévoyons que ces dépenses futures pourront être recouvrées dans les tarifs d'électricité des années à venir.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire. N'importe laquelle de ces mesures pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, et éventuellement, d'événements désastreux, tels qu'un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte d'un élément important et que notre équipement est redondant, ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'électricité par d'autres moyens. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre résultat net.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et nos systèmes de facturation et de gestion. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces informatiques. Nous continuons de convertir la majeure partie de nos procédés financiers et administratifs en un système d'information de gestion et d'information financière intégré. La conversion de ces systèmes et procédés pourrait nous exposer à des risques, y compris ceux liés à notre capacité de recueillir des données et de produire en temps opportun des renseignements exacts pour le traitement en aval, ainsi que de maintenir de bons contrôles internes. Une défaillance de ces systèmes ou des infractions à la sécurité pourrait avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la CSFO tous les trois ans. L'évaluation la plus récente établie le 31 décembre 2006 a été déposée en septembre 2007. La prochaine évaluation doit être établie en date du 31 décembre 2009 et sera déposée en septembre 2010. Les cotisations qui seront versées après 2009 seront fondées sur l'évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements des placements, des variations des prestations ou des hypothèses actuarielles. En raison des incertitudes économiques et de la volatilité des marchés des capitaux, notre régime de retraite a enregistré des rendements négatifs d'environ 22,5 % en 2008. En 2009, notre régime de retraite a enregistré des rendements positifs globaux d'environ 17,2 %. La situation déficitaire à la fin de 2009 ne devrait pas donner lieu à des changements importants dans nos besoins de cotisations après 2009. Si la CEO établit que certaines de nos charges au titre du régime de retraite ne sont recouvrables auprès des abonnés, cette décision aurait une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat de matières et de matériel que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur les prévisions de rendement des obligations à long terme du Canada. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada réduirait le bénéfice net de nos entreprises de transport d'environ 15 millions de dollars et celui de nos entreprises de distribution d'environ 10 millions de dollars. Notre bénéfice net subit les contrecoups des hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de réduire au minimum le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une cote de solvabilité élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et d'EDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (« PWU ») ou la Society of Energy Professionals. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous croyons être parvenus à une meilleure souplesse dans nos conventions collectives (nous avons notamment négocié une réduction des prestations de retraite similaire à une réduction antérieure visant le personnel de direction), nous ne serons pas nécessairement en mesure d'apporter d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2011 et celle de la Society of Energy Professionals, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un certain risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des terres appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens (Canada)*. La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, nous sommes tenus de gérer ces actifs jusqu'à ce que nous obtenions tous les consentements nécessaires pour parachever le transfert de leur titre de propriété en notre faveur. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous nous attendons à devoir payer plus que la somme de 822 mille dollars que nous avons versée à ces bandes et organisations autochtones en 2009. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements de celles-ci, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous sommes incapables d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé, ou, dans un petit nombre de cas, devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative importante sur notre bénéfice net si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons conclu une convention d'impartition de services avec Inergi en 2002. Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions devoir engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions visées, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos clients éventuels. Cette entente expire le 29 février 2012. Compte tenu de la complexité des questions en cause, nous avons commencé à élaborer un plan d'action en prévision de cette échéance.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, le gouvernement de l'Ontario a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport constituant notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

Modifcations de conventions comptables

Impôts sur le capital

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, nous avons adopté les modifications que l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a apporté au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices » et au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA* (le « *Manuel* »). Ces chapitres modifiés établissent de nouvelles normes de constatation, de mesure, de présentation et de communication de l'information relative aux actifs et aux passifs d'impôts futurs d'entreprises à tarifs réglementés.

Pour ce qui est des opérations et des événements donnant lieu à des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, nous comptabilisons des actifs et des passifs d'impôts futurs ainsi que des actifs et des passifs réglementaires correspondants, du fait de l'adoption de ces normes révisées le 1er janvier 2009.

Des ajustements aux bénéfices non répartis ont été comptabilisés pour tenir compte de l'incidence cumulative sur le bénéfice des actifs et des passifs d'impôts futurs au 31 décembre 2008 qui ne sont pas pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs.

Actifs incorporels

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, nous avons adopté le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* lequel remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement ». Le nouveau chapitre établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et de communication de l'information relative aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels.

Du fait de l'adoption de cette nouvelle norme comptable, nous avons reclassé dans les actifs incorporels les logiciels d'application classés antérieurement dans les immobilisations corporelles ainsi que les autres actifs qui étaient classés auparavant dans les autres actifs à long terme.

Estimations comptables d'importance critique

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Les résultats de ce processus forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous considérons comme raisonnables dans les circonstances. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements si ces hypothèses ou la conjoncture étaient modifiées.

Nous pensons que les estimations comptables d'importance critique suivantes constituent les estimations et jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers:

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2009, les actifs réglementaires se chiffraient à 1 105 millions de dollars et avaient surtout trait aux impôts futurs, aux coûts environnementaux et au compte d'écart lié à la protection de la tarification en régions rurales. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 604 millions de dollars au 31 décembre 2009. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite reportés, au compte de remboursement des passifs réglementaires, aux impôts futurs, aux comptes d'écart liés aux règlements de détail et à un compte de recouvrement d'actifs réglementaires (le « CRAR I »), lequel affiche actuellement un passif. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière uniquement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent ou si sa prescription future est jugée probable. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO tienne compte d'un actif ou d'un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, cet actif ou ce passif est constaté dans les résultats d'exploitation de la période dans laquelle ce jugement est posé.

Passifs environnementaux

Nous constatons des passifs environnementaux et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives devant être effectuées pour satisfaire les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des huiles minérales chargées de BPC et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût en dollars courants des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées afin d'obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique de 2 % a été utilisé pour traduire les estimations de coûts en dollars courants en dépenses estimatives futures. Les dépenses futures au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés devraient être engagées jusqu'en 2020 et elles sont actualisées au moyen de taux d'actualisation allant de 3,75 % à 6,25 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle une augmentation de l'obligation est initialement constatée. Conformément aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC publiées le 17 septembre 2008, les dépenses futures estimatives relatives aux BPC devraient être engagées jusqu'en 2025 et sont actualisées au moyen de taux allant de 5,14 % à 6,25 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle une augmentation de l'obligation est initialement constatée.

La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de terrains contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, le nombre d'actifs à inspecter, à soumettre à des tests et où des dommages doivent être atténués, les volumes d'huile et le niveau de contamination des équipements aux BPC. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction, en fonction de notre approche prévue visant à satisfaire aux exigences réglementaires, y compris la réglementation d'Environnement Canada régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume des actifs contaminés, les estimations des coûts en dollars constants, les estimations relatives à l'inflation et les flux de trésorerie futurs annuels réels diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux employés actuels et aux retraités comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance-maladie et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément aux ordonnances tarifaires qui nous concernent, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où nos cotisations, en tant qu'employeur, sont versées à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations annuelles au régime de retraite ont été d'environ 112 millions de dollars en 2009, montant établi par suite d'une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2006. Les cotisations versées après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements des placements et des changements apportés aux prestations ou aux hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, soit 7,25 % par année, est fondé sur les prévisions à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse est restée la même, à savoir une tranche de 62 % sous forme de titres de participation, une autre de 33 % sous forme de titres à revenu fixe et une dernière de 5 % sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et d'actions de sociétés fermées. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité supérieure du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. À court terme, le régime pourrait enregistrer des rendements extrêmes exceptionnels. En 2009, le rendement de l'actif du régime de retraite a été supérieur à l'hypothèse à long terme utilisée, mais il a été inférieur en 2008.

Le taux d'actualisation qui sert à calculer les obligations au titre des prestations constituées est établi à la fin de chaque exercice d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées AA, dont la durée correspond à celle du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2009, le taux d'actualisation était de 6,50 %, contre 7,25 % au 31 décembre 2008, ce qui reflète l'augmentation des rendements des obligations au cours de cette période. La diminution des taux d'actualisation a entraîné une augmentation correspondante du passif.

Les rendements des obligations de sociétés notées AA ont diminué de 50 à 180 points de base environ entre les 31 décembre 2008 et 2009. Selon la durée des passifs des régimes, les taux d'actualisation seraient de 6,50 % par année dans le cas du régime de retraite, du régime d'avantages complémentaires de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Un taux d'actualisation global de 6,50 % a donc été employé aux fins de l'évaluation des passifs de tous les régimes au 31 décembre 2009.

Également, d'après les écarts entre les obligations à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation hypothétique est passé d'environ 1,30 % par année au 31 décembre 2008 à quelque 2,50 % par année au 31 décembre 2009. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir entre 1,00 % et 3,00 % le taux d'inflation à long terme, la direction est d'avis que le taux hypothétique actuel est trop élevé en tant que taux hypothétique à long terme. C'est pourquoi un taux d'inflation de 2,00 % par année a été utilisé aux fins de l'évaluation des passifs au 31 décembre 2009.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'augmentation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 13 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs et à un accroissement de l'obligation de fin d'exercice d'environ 141 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles au cours des exercices futurs.

Dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses quant aux flux de trésorerie futurs estimatifs et à d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation que composent nos activités de distribution. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une moins-value de l'écart d'acquisition. Nous avons procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en 2009 et avons déterminé qu'il n'avait subi aucune perte de valeur.

Dans nos activités réglementées, les coûts de possession de nos autres actifs sont recouvrés par voie des montants reflétant nos besoins en matière de produits et sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un rendement. De tels actifs ne sont soumis à un test de dépréciation que si la CEO en a refusé le recouvrement ou si son refus est jugé probable. Nous surveillons régulièrement les actifs de notre secteur des télécommunications non réglementées afin de déceler toute perte de valeur. Nous n'avons constaté à ce jour aucune perte de valeur d'actifs.

État d'avancement du passage aux normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. Dans la perspective de cette décision, nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007. La structure officielle de gouvernance du projet comprend un comité de direction composé de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésorerie et exploitation. Un compte rendu régulier de l'état d'avancement du projet est fait à la haute direction et au comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration. Nous avons fait appel à un expert-conseil externe qui nous épaulera au cours de notre projet de conversion aux IFRS.

Notre projet comporte quatre étapes distinctes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic en 2008. Cette étape consistait en un repérage et en un examen poussé des principales différences entre les PCGR actuels et les IFRS dans tous les domaines, ce qui a permis de déterminer les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société.

En 2009, nous avons achevé l'étape de conception et de planification, ainsi que celle d'élaboration de solutions de notre projet, y compris le quasi-achèvement de tous les documents sur les politiques. Nous menons actuellement l'étape de la mise en œuvre, qui est la dernière du projet. Nos équipes surveillent régulièrement nos progrès en vue de l'atteinte de jalons clés, ainsi que les nouveautés émanant de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), mettent leurs recommandations à jour et conçoivent des rapports financiers. Nous continuons d'avoir des entretiens réguliers avec nos vérificateurs externes sur le dénouement possible de notre projet. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des IFRS actuelles et éventuelles sur toutes nos activités, y compris celles de nos filiales, ainsi que sur le système d'information à l'échelle de l'entreprise. Nous analysons en même temps l'incidence de ces changements sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière, les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les mesures de notre rendement. Nous communiquons régulièrement de manière officielle avec notre personnel. Nous avons mené à bien plusieurs programmes de formation du personnel et planifierons d'autres séances au besoin.

Les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société, déterminés au cours de l'étape du diagnostic, sont les actifs et les passifs à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS » (l'« IFRS 1 »). À l'heure actuelle, il n'est pas possible de déterminer l'incidence précise des choix faits aux termes de ces normes en raison de l'état d'avancement du projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés, projet qui aura lui-même un effet sur les choix comptables qui pourront être faits dans tous ces domaines.

En décembre 2008, en effet, l'IASB a ajouté un projet visant les activités à tarifs réglementés à son ordre du jour. En juillet 2009, il a publié un exposé-sondage dans lequel il décrit les normes proposées pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'exposé-sondage autorise la poursuite de la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires au bilan. Il est proposé que les actifs et passifs réglementaires entrant dans le champ d'application soient constatés à la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs prévus. L'exposé-sondage prévoit une exception aux exigences des autres normes IFRS en autorisant la capitalisation de coûts liés aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, coûts qui seraient autrement non admissibles, en raison de leur inclusion dans la base tarifaire. L'IASB a demandé aux intéressés de commenter l'exposé-sondage. Hydro One a répondu à la demande de l'IASB et acheminé ses commentaires le 24 novembre 2009. L'IASB a reçu environ 150 réponses à sa demande de commentaires, et les opinions exprimées variaient considérablement. Par conséquent, le personnel de l'IASB a retardé la présentation de son analyse des réponses reçues, qui était initialement prévue pour janvier, à la réunion de l'IASB qui aura lieu en février. La présentation à l'IASB peut comprendre des options pour les prochaines phases du projet. À l'heure actuelle, il n'est pas possible de déterminer quelles seront les conclusions des délibérations de l'IASB et quelle en sera l'incidence sur les normes d'information financière.

L'exposé-sondage visant les activités à tarifs réglementés aura une influence sur la détermination des coûts indirects engagés pour des immobilisations en cours qui peuvent être capitalisés, ce qui pourra avoir un effet sur les choix faits aux termes de l'IFRS 1. Nous ne pouvons pas établir avec précision pour le moment si la poursuite de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité de caisse sera permise. De plus, nous évaluons actuellement les options qui s'offrent à nous au titre de la constatation des gains et des pertes non amortis cumulés associés aux avantages sociaux autres que les régimes de retraite. Pour le moment, les options possibles pour la comptabilisation des montants découlant des régimes de retraite et des autres avantages sociaux comprennent l'imputation des gains et des pertes non amortis immédiatement au moment de l'adoption de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS », ou la constatation d'un ajustement rétrospectif de ces montants conformément à l'IAS 19, « Avantages du personnel ». Le choix que nous ferons dépendra de la conclusion de l'exposé-sondage visant les activités à tarifs réglementés. Conformément à l'IAS 12, « Impôts sur le résultat », nous avons établi qu'il ne devrait pas y avoir d'incidence notable pour cette catégorie d'opérations en fonction des résultats conditionnels des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. Si l'exposé-sondage est adopté tel quel, nous prévoyons continuer de comptabiliser les impôts selon la méthode de la comptabilité de caisse plutôt que la méthode du report variable dans le cas des activités à tarifs réglementés.

Le 14 octobre 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (« CCSP ») a publié un Résumé des décisions confirmant que les organismes publics de type commercial doivent se conformer aux normes s'appliquant aux entités ayant une obligation publique de rendre des comptes à compter du 1er janvier 2011. Le 14 décembre 2009, le CCSP a publié un exposé-sondage dans lequel il propose d'éliminer la nécessité pour les organismes publics se conformant aux IFRS de mettre aussi en application certaines normes d'information financière additionnelles pour le secteur public, nommément le chapitre 3270 du *Manuel de comptabilité pour le secteur public*. La date d'entrée en vigueur des changements proposés est le 1er janvier 2011.

Le 25 septembre 2009, le personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières a fait savoir que toutes les sociétés inscrites devront publier leur information financière selon les IFRS à compter du 1er janvier 2011. Notre dette publique fait de nous une société inscrite.

En mai 2008, la CEO a entrepris un processus de consultation visant à déterminer la nature de toute modification devant être apportée aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. La CEO a tenu des rencontres publiques et une conférence officielle à l'intention des intéressés en mai 2009. Nous avons participé à toutes les occasions offertes au public d'échanger avec la CEO. Le 28 juillet 2009, la CEO a publié certaines opinions préliminaires sur les changements qui seront apportés aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Elle a entrepris la deuxième phase de son processus de consultation afin de modifier certains instruments de réglementation. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des recommandations de la CEO à l'égard de la publication de l'information financière et d'autres sujets sur notre projet de conversion aux IFRS.

Contrôles de communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière

En 2008, nous avons entrepris la migration de nos principaux systèmes financiers vers une plateforme SAP à l'échelle de la société dans le cadre du projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de l'entreprise. Une structure officielle de gouvernance de projet a été mise en place en vue de garantir une migration efficace des systèmes de technologie de l'information et des procédés administratifs. La structure de gouvernance prévoit un comité de direction composé de cadres dirigeants qui relèvent de la haute direction et du comité de transformation opérationnelle du conseil d'administration.

En 2008, nous avons mené à bien la première phase de mise en œuvre des modules de chaîne logistique, de gestion de l'actif et de gestion des travaux de SAP. Au troisième trimestre de 2009, nous avons implémenté divers modules SAP liés aux finances, aux ressources humaines, au service de la paie et à la gestion des placements. Nous avons aussi mis en place l'outil de production de rapports Business Intelligence/Business Warehouse (BI/BW). Ces activités de mise en œuvre comprenaient de nouveaux contrôles internes à l'égard de l'information financière et le remplacement d'autres contrôles de l'ancien système. Nous avons mis à jour la documentation sur nos processus et nous avons testé la conception et l'efficacité des contrôles.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeantes responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents annuels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et ont fourni une attestation à leur égard. Ces dirigeantes ont également attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise et que ces contrôles et procédures fonctionnaient de manière efficace au 31 décembre 2009. De plus, nos dirigeantes responsables de l'attestation ont également attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière fonctionnait efficacement au 31 décembre 2009.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente de l'information annuelle vérifiée pour les trois exercices terminés les 31 décembre 2007, 2008 et 2009. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés annuels vérifiés.

États consolidés des résultats

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2009**	2008	2007
Produits[1]	**4 744**	4 597	4 655
Bénéfice net[1]	**470**	498	399
Résultat de base et dilué par action ordinaire	**4 528**	4 797	3 809

Bilans consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les dividendes en espèces par action)	**2009**	2008	2007
Total de l'actif	**15 810**	13 878	12 786
Total de la dette à long terme	**6 881**	6 133	5 603
Dividendes en espèces par action ordinaire	**1 700**	2 410	3 070
Dividendes en espèces par action privilégiée	**1,375**	1,375	1,375

[1] Aux termes de la décision rendue le 18 décembre 2008 par la CEO concernant la demande relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks, décision qui est entrée en vigueur le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 reflètent une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008, qui témoigne de l'augmentation des besoins relatifs aux programmes de travaux et des sommes consenties à l'infrastructure des immobilisations.

VUE D'ENSEMBLE

Pour réaliser notre premier objectif, soit devenir la plus importante société d'électricité en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos visées stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation, de raccordement de l'énergie renouvelable, de fiabilité, de protection de l'environnement, de recrutement, de maintien des compétences, de valeur actionnariale et de productivité. La sécurité de notre milieu de travail revêt la plus haute importance. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, nous renouvelons notre engagement ferme à l'égard de la sécurité. Nous continuerons d'axer nos efforts sur l'amélioration de la satisfaction de notre clientèle en maintenant notre excellence opérationnelle grâce aux efforts que nous déployons pour innover et pour remplacer nos systèmes de transport et de distribution. Nous nous concentrerons plus particulièrement sur des investissements ciblés visant à régler les problèmes causés par la surcharge ou le vieillissement de l'équipement aux points de livraison à la clientèle et à améliorer la qualité de l'électricité et la performance du réseau, ce qui devrait accroître la fiabilité de nos services et, du fait, la satisfaction de la clientèle.

La Loi sur l'énergie verte de l'Ontario a imposé un nouveau modèle au secteur énergétique de la province. La nécessité de réduire rapidement l'empreinte carbonique du secteur en Ontario est au cœur des décisions qui se prennent actuellement en matière d'environnement, ce qui augmente les attentes à l'égard d'une action immédiate et de l'accroissement de l'offre d'énergie propre. Les nouvelles technologies et la nécessité de raccorder une capacité de production d'énergie propre et renouvelable obligent nos activités de transport et de distribution à repenser leur fonctionnement et à établir un réseau plus souple et intelligent.

Nous prévoyons investir de fortes sommes dans l'infrastructure de transport et de distribution et l'entretien proactif continu de nos actifs afin d'assurer la fiabilité du réseau d'électricité, et ce, dans l'intérêt de la population. Notre plan d'investissement vise l'atteinte des objectifs de la province en matière d'élimination du charbon, d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire, facilite la mise en valeur et l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables, favorise l'efficience du réseau et le bon fonctionnement de l'équipement, répond aux besoins en matière de qualité du service à la clientèle et favorise l'intégration de nouvelles sources d'approvisionnement.

En 2009, nous avons déposé une demande liée au coût de prestation du service auprès de la CEO au titre des tarifs de distribution de 2010 et de 2011, en vue de combler des besoins en matière de produits d'environ 1 196 millions de dollars et 1 295 millions de dollars pour 2010 et 2011, respectivement. S'ils sont approuvés, les besoins en matière de produits demandés continueront de soutenir les programmes de travaux nécessaires au maintien de notre infrastructure essentielle, l'accroissement de la fiabilité grâce à une meilleure gestion forestière, le respect des exigences propres aux compteurs intelligents et l'investissement requis dans un réseau d'électricité durable prenant en charge la production d'énergie renouvelable.

Nous préparons actuellement les éléments qui appuieront la demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012, que nous devrions déposer auprès de la CEO au premier trimestre de 2010. Cette demande servira de nouveau à l'entretien de notre infrastructure essentielle vieillissante, aux projets d'approvisionnement local et à l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement.

L'échéancier et les montants des dépenses réels de notre plan dépendent de l'obtention de diverses approbations; notamment celles de la CEO et des études d'impact environnemental, de la réussite des négociations avec la clientèle, les services publics des territoires contigus et d'autres intéressés et des consultations auprès des collectivités des Premières Nations et des Métis. De plus, le plan contient des hypothèses concernant le partage des coûts et du financement conformément aux dispositions de la Loi sur l'énergie verte et du Code des réseaux de distribution et du Code des réseaux de transport, dans leur version modifiée. Nous avons aussi préparé des plans d'affaires, des documents réglementaires et des programmes de dépenses en immobilisations futures qui supposent que la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés continuera d'être appliquée selon les IFRS pour la période commençant en 2011.

En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous entendons protéger et préserver l'environnement pour qu'en bénéficient les générations de demain. Nous nous efforçons de devenir le chef de file de notre secteur en matière d'environnement en distribuant de l'énergie propre et renouvelable, en modernisant notre réseau d'électricité, en réduisant l'incidence de nos activités et en faisant en sorte que les facteurs environnementaux soient pris en compte dans la prise de nos décisions d'affaires. L'organisme canadien Energy, Environment and Excellence (E3) et le magazine *Corporate Knights* ont souligné notre engagement envers l'environnement.

Les principaux outils pour la réussite de la mise en œuvre du programme de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, en collaboration avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et la fidélisation. Le nombre considérable de départs à la retraite prévus et l'augmentation des volumes de travail donneront lieu à l'embauche d'un nombre sans précédent de nouvelles recrues à court terme. En ce qui a trait aux matières, nous constatons une augmentation des délais de production et des coûts en raison des pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, nous continuons d'élaborer des stratégies d'approvisionnement en ressources matérielles et les mettons en œuvre afin d'assurer la disponibilité des matières requises pour nos programmes de travaux.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. En octobre 2009, le gouvernement a annoncé son intention de rendre permanente l'exonération d'impôt sur le transport d'électricité entre des actifs du secteur public. Nous recherchons et tirons profit des occasions d'acquisition ou de cession, sur une base volontaire et commerciale. Notre plan d'investissement ne comprend aucun financement d'acquisition ou de cession d'EDL.

Nous continuerons d'augmenter la valeur de notre entreprise grâce à une meilleure productivité et aux économies que nous permet la technologie. Au cours des deux dernières années, nous avons remplacé la plupart de nos principaux systèmes par un système de technologie de l'information à l'échelle de la société. Nous tirerons profit de cet investissement en nous en servant comme plateforme pour réaliser de nouveaux gains d'efficacité et d'efficience, notamment grâce à des améliorations à notre approvisionnement stratégique. De plus, les compteurs intelligents et l'expansion d'un réseau intelligent offrent des possibilités considérables, notamment sur le plan de l'efficience énergétique, de la réponse à la demande et des technologies des ressources distribuées.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous ne prévoyons aucune modification de notre rôle au sein de l'industrie et prévoyons que notre rendement financier nous permettra de maintenir notre qualité de crédit.

Nomination de M. George L. Cooke

Le 26 janvier 2010, M. George L. Cooke a été élu à notre conseil d'administration. M. Cooke est président et chef de la direction de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada.

Énoncés et autres renseignements prospectifs

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment des énoncés relatifs à notre stratégie, à nos mesures du rendement et à nos objectifs; des énoncés visant le PREI; des énoncés relatifs aux compteurs intelligents, notamment leur capacité, leur calendrier d'installation et les efforts que nous déploierons pour élaborer une solution de distribution évoluée nous permettant de tirer profit de notre investissement dans les compteurs intelligents; les attentes concernant l'évolution du régime législatif et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux effets des modifications apportées aux codes, aux permis, aux règlements, aux nouvelles directives réglementaires, aux modifications tarifaires, au recouvrement des coûts, au rendement des capitaux propres, aux structures tarifaires, aux besoins en matière de produits et aux incidences sur la facture totale moyenne des clients; les attentes en ce qui a trait aux échéanciers et au contenu des demandes adressées à la CEO, les audiences tenues avec celle-ci ou les décisions rendues par celle-ci et par d'autres organismes de réglementation; les attentes relatives à notre plan en matière d'énergie verte déposé auprès de la CEO et l'incidence de la Loi sur l'énergie verte, notamment sur les projets d'investissement futurs et les recouvrements des coûts en découlant; les attentes en matière de production future d'énergie renouvelable; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie, de nos sources de financement et de l'utilisation que nous en ferons; les attentes concernant nos activités de financement, notamment en ce qui a trait à nos objectifs en matière de gestion du capital et notre capacité à avoir accès aux marchés des capitaux; les attentes concernant les résultats de nos projets en cours et prévus et de nos initiatives et leur date d'achèvement; les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures prévues, le calendrier de ces dépenses et nos plans d'investissement; les énoncés visant nos obligations contractuelles et autres engagements; les énoncés concernant l'incidence de la charge sur les produits, notamment l'incidence prévue des programmes de CGD, de la croissance de la production intégrée et de la croissance inférieure à la moyenne de l'économie ontarienne, l'incidence des taux d'intérêt sur nos besoins en matière de produits et sur nos résultats d'exploitation; les énoncés concernant l'incidence estimative des changements dans le rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme sur nos résultats d'exploitation; l'incidence sur nos activités de la fiabilité et du calendrier des approvisionnements en matières, fournitures et services et du risque de crédit lié aux contreparties; les prévisions en matière de cotisations de retraite futures et de rendement de notre régime de retraite; la possibilité que la province promulgue des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle; des énoncés relatifs aux éventuelles actions du gouvernement provincial et des organismes de réglementation; les attentes concernant le raccordement de nouvelles installations de production à nos systèmes de transport et de distribution; les attentes visant l'état des actifs; des énoncés relatifs aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre et au marché de la main-d'œuvre spécialisée; des énoncés portant sur le montant et le calendrier des dépenses environnementales estimatives futures, notamment en ce qui a trait à l'évaluation et à la remise en état des terrains contaminés et aux BPC; des énoncés sur les dépenses futures liées à l'enlèvement de l'amiante; les attentes concernant notre stratégie en matière de technologie de l'information et notre système de production de rapports; la possibilité que nous décidions dans l'avenir d'émettre des titres d'emprunt libellés en devises; les attentes relatives aux dépenses prévues dans le cadre du transfert des actifs situés sur des terres indiennes; des énoncés relatifs à l'entente d'impartition conclue avec Inergi LP; des énoncés relatifs à la propriété provinciale des corridors de transport; des énoncés relatifs aux estimations comptables d'importance critique; des énoncés concernant les IFRS, le passage aux IFRS et l'effet sur notre société de l'exposé-sondage portant sur la comptabilité des activités à tarifs réglementés; des énoncés relatifs aux périodes visées par nos perspectives, y compris les prévisions en ce qui a trait à notre rôle au sein du secteur d'activité, à nos rendements financiers, à nos cotes de solvabilité et à la qualité de notre crédit et aux changements structurels touchant notre société. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l'absence de retards dans l'obtention des approbations requises, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, la préparation de plans d'affaires, de documents réglementaires et d'un programme de dépenses en immobilisations futures en supposant qu'à compter de 2011 la comptabilité des activités à tarifs réglementés se poursuivra selon les IFRS, l'absence de changements défavorables à la réglementation environnementale et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de

notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants:

- l'incidence de la Loi sur l'énergie verte, notamment les dépenses imprévues en découlant;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- l'opposition du public aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province et que cette dernière pourrait promulguer des déclarations aux termes de l'entente de principe, et le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une action ou à une omission de la CEO;
- le calendrier et les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement de nos dépenses et nos tarifs ainsi que les modifications apportées à la réglementation soumise à l'examen de divers organismes de réglementation;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge et nos produits;
- des modifications imprévues dans la demande d'électricité ou dans nos coûts;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant et à un coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- le risque associé à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations, d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le risque que nous n'arrivions pas à obtenir les matières nécessaires à l'exécution de nos programmes de travaux;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et la possibilité que nous soyons dans l'incapacité de recruter et de fidéliser du personnel compétent;
- le risque que les hypothèses à la base des passifs environnementaux comptabilisés et des actifs réglementaires en découlant changent;
- le risque associé aux coûts futurs d'enlèvement de l'amiante encore indéterminés;
- le risque que nos installations soient touchées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- les risques associés au maintien d'une infrastructure complexe de systèmes de technologie de l'information et à la migration de la majorité de nos procédés financiers et administratifs à un système de gestion et financier intégré;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- le risque associé aux variations des taux d'intérêt;
- l'incapacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires ou en temps opportun et la possibilité de conflits de travail;
- le risque que les transferts d'actifs situés sur des terres indiennes se traduisent par des frais importants pour nous;
- la possibilité que nous devions engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions actuellement imparties, si notre convention avec Inergi LP prenait fin;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport;
- l'incidence de la conclusion finale de l'exposé-sondage portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Nous tenons également à avertir le lecteur que certains renseignements contenus dans le présent rapport de gestion à propos de nos perspectives sur des sujets comme nos dépenses futures ne sont fournis que pour donner une idée de la nature de certains de nos plans futurs et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Le présent rapport de gestion est daté du 11 février 2010. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et en vertu des lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51 102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut la prise en compte des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion fournit également des informations sur la situation de trésorerie et sur les sources de financement, sur les tendances en matière d'exploitation, sur les risques et sur les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent différer des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles en date du 11 février 2010.

Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et assure un service de vérification interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, vérifiés et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). Le service de vérification interne évalue de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présente ses constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

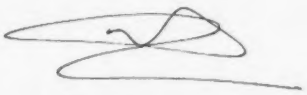
Les états financiers consolidés ont été vérifiés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des vérificateurs, figurant dans le présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances de Hydro One se réunit périodiquement avec la direction, ainsi qu'avec les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu librement et directement accès au comité de vérification et des finances, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que le premier vice-président et chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction



Sandy Struthers
Premier vice-président et chef des finances

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la « société ») aux 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des bénéfices non répartis, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 11 février 2010

États consolidés des résultats et du résultat étendu

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	**2009**	2008
Produits		
Transport (note 15)	**1 147**	1 212
Distribution (note 15)	**3 534**	3 334
Divers	**63**	51
	4 744	4 597
Charges		
Achats d'électricité (note 15)	**2 326**	2 181
Exploitation, entretien et administration (note 15)	**1 057**	965
Amortissement (note 3)	**537**	548
	3 920	3 694
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**824**	903
Charges de financement (note 4)	**308**	292
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**516**	611
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (notes 5 et 15)	**46**	113
Bénéfice net	**470**	498
Autres éléments du résultat étendu	**–**	(1)
Résultat étendu	**470**	497
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)* (note 14)	**4 528**	4 797

États consolidés des bénéfices non répartis

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	**1 497**	1 258
Modification de convention comptable portant sur la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs (note 2)	**12**	–
Bénéfice net	**470**	498
Dividendes (note 14)	**(188)**	(259)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	**1 791**	1 497

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du cumul des autres éléments du résultat étendu

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 1er janvier	**(10)**	(9)
Autres éléments du résultat étendu	**–**	(1)
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 31 décembre	**(10)**	(10)

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	**–**	16
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses de 25 millions de dollars; 23 millions de dollars en 2008) (note 15)	**843**	754
Actifs réglementaires (note 8)	**72**	64
Matières et fournitures	**21**	19
Actifs d'impôts futurs (notes 2 et 5)	**21**	2
Autres	**16**	18
	973	873
Immobilisations corporelles (notes 2 et 6)		
Immobilisations corporelles en service	**18 407**	17 334
Déduire l'amortissement cumulé	**6 815**	6 418
	11 592	10 916
Immobilisations en cours de réalisation	**1 256**	912
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	**150**	132
	12 998	11 960
Autres actifs à long terme		
Actif au titre des prestations constituées (note 12)	**424**	441
Actifs réglementaires (notes 2 et 8)	**1 033**	291
Écart d'acquisition	**133**	133
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé) (notes 2 et 7)	**218**	162
Actifs d'impôts futurs (notes 2 et 5)	**18**	–
Autres	**13**	18
	1 839	1 045
Total de l'actif	**15 810**	13 878

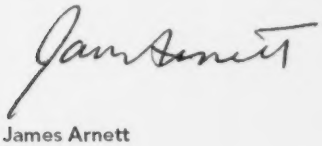
Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

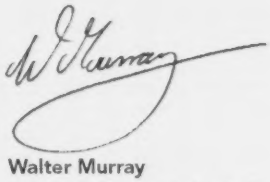
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire	**26**	–
Créditeurs et charges à payer (notes 13 et 15)	**800**	793
Passifs réglementaires (notes 2 et 8)	**100**	43
Intérêts courus	**74**	64
Billets à court terme à payer	**55**	–
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 9)	**600**	400
	1 655	1 300
Dette à long terme (note 9)	**6 281**	5 733
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite (note 12)	**940**	908
Passifs réglementaires (notes 2 et 8)	**504**	564
Passifs d'impôts futurs (notes 2 et 5)	**693**	–
Passifs environnementaux (note 13)	**303**	237
Créditeurs et autres passifs à long terme	**16**	12
	2 456	1 721
Total du passif	**10 392**	8 754
Éventualités et engagements (notes 17 et 18)		
Capitaux propres (note 14)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	**323**	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**1 791**	1 497
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(10)
Total des capitaux propres	**5 418**	5 124
Total du passif et des capitaux propres	**15 810**	13 878

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



James Arnett
Président



Walter Murray
Président du comité de vérification et des finances

États consolidés des flux de trésorerie

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**470**	498
Dépenses liées à l'environnement	**(9)**	(14)
Ajustements visant à tenir compte des éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	**487**	502
Compte de report lié aux produits	**–**	(73)
Compte d'écarts lié au règlement de détail	**(24)**	30
Compteurs intelligents	**(16)**	1
Compte d'écarts lié aux produits externes	**12**	–
Compte de recouvrement des produits	**7**	(25)
Autres comptes d'actifs et de passifs réglementaires	**(13)**	6
Impôts futurs	**16**	–
Amortissement des charges de financement	**–**	2
	930	927
Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation (note 16)	**(38)**	125
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**892**	1 052
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	**1 150**	1 050
Remboursement sur la dette à long terme	**(400)**	(540)
Billets à court terme à payer	**55**	–
Versements de dividendes	**(188)**	(259)
Autres	**2**	3
Rentrées nettes liées aux activités de financement	**619**	254
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	**(1 473)**	(1 185)
Actifs incorporels	**(93)**	(99)
	(1 566)	(1 284)
Autres actifs	**13**	6
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(1 553)**	(1 278)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(42)**	28
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1er janvier	**16**	(12)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre (note 16)	**(26)**	16

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. Description de l'entreprise

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions (Ontario)* et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des abonnés en Ontario. Ces activités sont réglementées par la CEO.

2. Principales conventions comptables

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company Inc. (« HODS »), Hydro One Lake Erie Link Management Inc. (« HOLELMI ») et Hydro One Lake Erie Link Company Inc. (« HOLELCo »).

HODS a été dissoute le 29 août 2008. Avec prise d'effet le 13 décembre 2007, par suite de l'approbation de la résolution portant sur la dissolution de HODS, la participation de cette dernière dans HOLELMI et de HOLELCo a été distribuée à Hydro One.

Règles comptables

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »).

Établissement des tarifs

Les tarifs de la société à l'égard des entreprises de transport et de distribution d'électricité sont règlementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

Transport

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande de tarifs de transport de Hydro One Networks pour 2007 et 2008. Par sa décision, qui a pris effet le 1er janvier 2007, la CEO a approuvé toutes les dépenses d'exploitation et dépenses en immobilisations pour 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction du taux de rendement des capitaux propres approuvé, taux qui est passé de 9,88 % à 8,35 %. De plus, la CEO a approuvé les montants définitifs et le mode de règlement de certains passifs réglementaires, y compris le compte de report lié aux produits (« CRLP »), le mécanisme de partage du bénéfice (« MPB »), les passifs au titre des frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport.

Dans le cadre d'une procédure conjointe visant tous les transporteurs d'électricité ontariens, le 17 octobre 2007, la CEO a approuvé les tarifs de transport uniformes (« TTU ») devant être mis en œuvre entre le 1er novembre 2007 et le 31 décembre 2008. Les nouveaux tarifs reflètent toutes les modifications approuvées apportées aux besoins en matière de produits et aux éléments de charges.

Le 30 mai 2008, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement des TTU, avec prise d'effet le 1er janvier 2009. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé la demande permettant à Hydro One Networks de recouvrer les produits conformément aux besoins en matière de produits approuvés par la CEO pour 2008, lesquels reflètent le remboursement intégral aux abonnés des montants inscrits au titre du MPB et du CRLP à la fin de 2008.

Pour obtenir le financement qu'exige l'infrastructure requise, Hydro One Networks a déposé, en septembre 2008, une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Cette demande visait l'approbation par la CEO des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 % respectivement en 2009 et en 2010. Le 28 mai 2009, la CEO a rendu sa décision concernant cette demande de tarifs de transport. La décision, qui a pris effet le 1er juillet 2009, a donné lieu à une diminution des besoins en matière de produits de 1 180 millions de dollars pour 2009 et de 1 240 millions de dollars pour 2010, en raison essentiellement de la baisse des taux de rendement des capitaux propres approuvés. La CEO a refusé des dépenses en immobilisations de mise en valeur de 180 millions de dollars pour 2010, mais elle a accepté de réexaminer les projets si de nouveaux éléments probants lui étaient fournis. Le 4 septembre 2009, Hydro One a déposé de nouveaux éléments probants à l'égard de deux projets, lesquels visent des dépenses en immobilisations de 160 millions de dollars environ. La CEO a approuvé que les éléments probants supplémentaires soient pris en compte dans le cadre de l'établissement des tarifs de Hydro One Networks pour 2010. Les besoins en matière de produits ont donc été revisés et portés à 1 257 millions de dollars pour 2010, compte tenu d'un taux de rendement des capitaux propres mis à jour de 8,39 % pour 2010.

Distribution

En 2006, la CEO a entamé un processus d'établissement d'un mécanisme de tarification par incitatifs (« MTI ») pour les exercices 2007 à 2010. Le processus a compris une méthode basée sur une formule de détermination des tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs devant être appliquée à tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010.

Dans le cadre du plan pluriannuel d'établissement des tarifs de distribution de la CEO, le 15 août 2007, Hydro One Networks a présenté la portion des besoins en matière de produits de sa demande de 2008 liée aux coûts de prestation du service. Cette demande visait l'approbation des besoins en matière de produits de 1 067 millions de dollars, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,64 %, et comprenait un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires pour ses abonnés et à consolider, ou harmoniser, les tarifs de ses catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées.

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi-totalité des dépenses des programmes des travaux en date du 1er mai 2008, décision qui prendra effet le 1er février 2009. La CEO a également approuvé le recouvrement des dépenses à l'égard des compteurs intelligents engagées avant la fin de 2007. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé l'établissement du compte de recouvrement des produits (« CRP ») qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs. Le CRP est recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

À la fin de 2008, Hydro One Networks a déposé une demande à l'égard d'un mécanisme de réglementation par incitatif pour 2009, une mise à jour ayant été deposée en janvier 2009, pour tenir compte de l'incidence de la décision relative aux tarifs de distribution de 2008. Cette demande a été déposée en se fondant sur le processus du MTI de 3e génération qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des objectifs en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil déterminé. Le 13 mai 2009, la CEO a rendu sa décision approuvant la hausse de base du MTI et le montant mensuel de 1,65 $ pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent. Les tarifs révisés ont été approuvés avec prise d'effet le 1er mai 2009 et ils sont entrés en vigueur le 1er juin 2009.

Le 1er novembre 2007, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs de 2008, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de MTI de 2e génération qui font intervenir une formule approuvée par la CEO tenant compte de l'inflation et des cibles d'efficience. Le 19 mars 2008, la CEO a rendu sa décision. Les tarifs révisés, y compris un montant de 0,67 $ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et sont entrés en vigueur le 1er mai 2008.

Le 7 novembre 2008, Hydro One Brampton a déposé, dans le même esprit, une demande pour les tarifs de distribution de 2009. Le 13 mars 2009, la CEO a rendu sa décision et approuvé la demande s'appuyant sur sa politique en matière de MTI de 2e génération. Les tarifs révisés, y compris un montant de 1,00 $ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et sont entrés en vigueur le 1er mai 2009.

Le 29 août 2008, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service de 2009 qui proposait une augmentation d'environ 10 millions de dollars par rapport aux besoins approuvés de 2006 en matière de produits, en raison de la hausse des coûts du carburant. Le 30 avril 2009, la CEO a rendu une décision à l'égard de cette demande de tarifs et approuvé, avec prise d'effet le 1er mai 2009, la totalité des dépenses liées aux programmes de travaux.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non règlementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir d'abonnés futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Des actifs et des passifs réglementaires précis sont présentés à la note 8.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux abonnés.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs totalisaient 434 millions de dollars au 31 décembre 2009 (383 millions de dollars en 2008).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les abonnés résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Impôts sur le bénéfice des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la société a adopté les modifications que l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a apporté au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices » et au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA* (le « *Manuel* »). Ces chapitres modifiés établissent de nouvelles normes de constatation, de mesure, de présentation et de communication de l'information relative aux actifs et aux passifs d'impôts futurs d'entreprises à tarifs réglementés.

Pour ce qui est des opérations et des événements donnant lieu à des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, la société comptabilise des actifs et des passifs d'impôts futurs ainsi que des actifs et des passifs réglementaires correspondants, du fait de l'adoption de ces normes révisées le 1er janvier 2009.

Des ajustements aux bénéfices non répartis ont été comptabilisés pour tenir compte de l'incidence cumulative sur le bénéfice des actifs et des passifs d'impôts futurs au 31 décembre 2008 qui ne sont pas pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs.

Impôts exigibles

La provision pour les impôts exigibles ainsi que les actifs et les passifs comptabilisés au cours de l'exercice à l'étude et des exercices passés sont évalués selon les montants à recevoir de la SFIEO ou à payer à cette dernière.

Impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés selon la méthode axée sur le bilan pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale respective utilisée pour calculer le bénéfice imposable.

Des passifs d'impôts futurs sont généralement constatés sur tous les écarts temporaires imposables, et des actifs d'impôts futurs sont comptablisés dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront à partir du bénéfice imposable dont la société pourrait déduire les écarts temporaires qui s'appliquent.

Les impôts futurs sont calculés selon les taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle un passif est réglé ou un actif est réalisé, compte tenu des taux d'imposition (et des lois fiscales) qui sont en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date du bilan. Les impôts futurs sont portés au débit ou au crédit à l'état des résultats et du résultat étendu.

La valeur comptable des actifs d'impôts futurs est examinée chaque année à la date d'arrêté des comptes, et elle est diminuée si la totalité ou une tranche des actifs d'impôts futurs ne répond plus au critère du « plus probable qu'improbable ». Les actifs d'impôts futurs non constatés antérieurement sont réévalués chaque année à la date d'arrêté des comptes, et ils sont constatés dans la mesure où il est devenu plus probable qu'improbable qu'ils soient recouvrés à partir du bénéfice imposable futur.

La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs d'impôts futurs résultant du processus de tarification.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend le coût des matières et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement de l'équipement de service et la provision pour fonds utilisés durant la construction d'immobilisations corporelles d'entreprises réglementées autorisée par la CEO ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, les composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés de façon pérenne, il n'existe aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations. Si, dans l'avenir, un site ne semble plus répondre à l'hypothèse de la pérennité, il sera passé en revue afin de déterminer s'il existe une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera alors constatée.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communication

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Immobilisations et aménagement en cours de réalisation

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction et des actifs incorporels en cours d'aménagement sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, approuvée par la CEO (5,89 % en 2009 et 5,32 % en 2008).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, essentiellement constitués des logiciels d'application, est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour l'équipement de transport et de travail, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société effectue périodiquement un examen externe de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels ainsi que des taux d'amortissement, tel qu'il est exigé par la CEO. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1er janvier 2007. Un sommaire des taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs figure ci-dessous:

	Taux d'amortissement (%)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	1 %–3 %	2 %
Distribution	1 %–13 %	2 %
Communication	1 %–13 %	5 %
Administration et service	1 %–20 %	7 %

Le coût des actifs incorporels est principalement inclus dans la catégorie Administration et service, ci-dessus, et ces actifs sont amortis selon la méthode linéaire. Les taux d'amortissement des logiciels d'application et des autres actifs s'établissent dans une fourchette comprise entre 9 % et 11 %.

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues de façon pérenne et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations corporelles est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains et les pertes sur la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre d'ajustements de la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles.

Les durées de vie utile estimatives des immobilisations corporelles et des actifs incorporels sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation. La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas subi de dépréciation. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels s'entendent des logiciels d'application et d'autres actifs. Ces actifs sont comptabilisés au coût, déduction faite de l'amortissement cumulé. Le coût des applications informatiques comprend le coût des matières, de la main d'œuvre, les coûts indirects et la provision pour fonds utilisés durant la construction au titre de l'aménagement d'immobilisations corporelles d'entreprises réglementées autorisée par la CEO.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* lequel remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement ». Le nouveau chapitre établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et de communication de l'information relative aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels.

Du fait de l'adoption de cette nouvelle norme comptable, la société a reclassé dans les actifs incorporels les logiciels d'application classés antérieurement dans les immobilisations corporelles ainsi que les autres actifs qui étaient classés auparavant dans les autres actifs à long terme.

Escomptes et primes sur la dette

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers

Résultat étendu

Le résultat étendu est composé du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu de la société. Les autres éléments du résultat étendu comprennent l'amortissement des pertes nettes non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées, et les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur pour autant que la couverture soit efficace. La société amortit ses pertes de couverture non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées dans les charges de financement selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée des titres de créance couverts.

Actifs et passifs financiers
Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Tous les instruments financiers, y compris les dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé à l'exception des prêts et créances, des placements détenus jusqu'à l'échéance et des autres passifs financiers, qui sont évalués au coût après amortissement. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à leur juste valeur et tous les gains et pertes sont inclus dans les charges de financement de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les instruments financiers disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur et les gains et les pertes de réévaluation sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit retiré du bilan ou déprécié. La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante:

Trésorerie	Détenus à des fins de transaction
Débiteurs	Prêts et créances
Placements à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance/détenus à des fins de transaction
Swap fixe-variable	Non classé
Débiteurs à long terme	Prêts et créances
Dette bancaire	Autres passifs
Créditeurs	Autres passifs
Billets à court terme à payer	Autres passifs
Dette à long terme (sauf indication contraire)	Autres passifs
Billet à moyen terme de série 14	Non classé

Les placements à court terme sont généralement classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance, toutefois, la société se réserve le droit de classer des groupes de placements comme étant détenus à des fins de transaction, lorsqu'elle n'a pas l'intention de détenir ces groupes d'actifs jusqu'à leur échéance. La documentation relative aux placements à court terme est établie à la mise en place de ces derniers.

Dans le cas de titres de créance désignés dans le cadre d'une relation de couverture, comme tel est le cas pour le billet à moyen terme de série 14, la dette à long terme et l'instrument de couverture s'y rapportant ne sont pas classés.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Dérivés et comptabilité de couverture
Tous les instruments dérivés, y compris les dérivés incorporés, sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan consolidé sauf s'ils font l'objet d'une exclusion dans le cadre du traitement d'instruments dérivés à titre d'achats ou de ventes d'éléments non financiers ou s'il est présumé que les caractéristiques économiques et les risques du dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte. Toutes les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les charges de financement à moins que la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ne soit appliquée, auquel cas les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu pour autant que la couverture soit efficace.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

La société procède régulièrement à la mise au point de stratégies de couverture en tenant compte des objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, la société établit une documentation qui comprend l'objectif en matière de gestion des risques pour la mise en place de la relation de couverture, la détermination des éléments couverts et des éléments de couverture, la nature du risque précis qui fait l'objet d'une couverture et la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place et de façon continue par la suite, l'efficacité des éléments de couverture utilisés pour contrebalancer les variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Coûts de transaction
Les coûts de transaction des actifs et passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou du passif, puis sont amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Informations à fournir sur les instruments financiers
Avec prise d'effet pour l'exercice 2009, la société a adopté les modifications du chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », du Manuel. Ce chapitre modifié améliore l'évaluation à la juste valeur des instruments financiers et les informations à fournir en matière de gestion du risque d'illiquidité. Il oblige une entité à classer ses évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie de justes valeurs à trois niveaux qui reflète l'importance des données utilisées pour faire ces évaluations. Les modifications apportent également plus de précisions sur les informations à fournir en matière de risque d'illiquidité. Au moment de son application par la société, le niveau hiérarchique de la juste valeur utilisé pour établir la juste valeur de marché de la dette à long terme est présenté à la note 10.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts liés au régime de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans le coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») retirée de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des abonnés. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Recours à des estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels à la date du bilan ainsi que sur la valeur comptable des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Modifications comptables récentes

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. Le 14 octobre 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public a publié un résumé des décisions confirmant que les organismes publics de type commercial adopteront les normes s'appliquant aux organismes publics ayant une obligation de rendre des comptes après le 1er janvier 2011. Par conséquent, la société établira ses états financiers de l'exercice terminé le 31 décembre 2011 selon les IFRS, avec retraitement des montants constatés dans le bilan d'ouverture en IFRS au 1er janvier 2010, à des fins de comparaison.

La société continue d'évaluer l'incidence de la conversion aux IFRS sur ses résultats d'exploitation. En juillet 2009, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés. Les réponses à l'appel à commentaires de l'IASB ont varié substantiellement. Par conséquent, le personnel de l'IASB a retardé jusqu'en février 2010 la présentation de son analyse des réponses à l'IASB. L'énoncé pourrait comporter des choix quant à l'étape suivante du projet visant les activités à tarifs réglementés. À l'heure actuelle, il est impossible de prévoir l'issue des délibérations du Conseil ni l'incidence qu'elle aura sur la présentation de l'information de la société aux termes des IFRS. L'incidence sur la situation financière et sur les résultats d'exploitation de la société ne peut être estimée pour l'instant.

3. AMORTISSEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Amortissement des immobilisations corporelles en service	**418**	404
Amortissement des actifs incorporels	**36**	14
Coûts de retrait d'immobilisations corporelles	**50**	46
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	**33**	84
	537	548

4. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Intérêts sur les billets à court terme à payer	**–**	2
Intérêts sur la dette à long terme à payer	**369**	331
Intérêts courus sur les actifs réglementaires	**1**	2
Déduire : les intérêts capitalisés sur la construction et l'aménagement des immobilisations en cours de réalisation	**(58)**	(36)
les intérêts gagnés sur les placements	**(1)**	(7)
Autres	**(3)**	–
	308	292

5. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (« PER ») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit:

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Bénéfice avant provision pour PER	**516**	611
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	**33,00 %**	33,50 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	**170**	205
Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :		
Écarts temporaires nets inclus dans les montants imputés aux abonnés		
Montants liés au transport payés, mais non constatés à des fins comptables	**–**	(34)
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	**(74)**	(32)
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	**4**	15
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	**(15)**	(13)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(14)**	(12)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(19)**	(11)
Montants liés à la distribution payés, mais non constatés à des fins comptables	**–**	(8)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	**1**	6
Dépenses liées à l'environnement	**(3)**	(5)
Autres	**(6)**	–
Écarts temporaires nets	**(126)**	(94)
Écarts permanents nets	**2**	2
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	**46**	113
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	**30**	113
Provision pour paiements en remplacement des impôts futurs	**16**	–
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice	**46**	113
Taux d'imposition effectif	**8,91 %**	18,49 %

La provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles, établie à 30 millions de dollars, représente le montant à payer à la SFIEO au titre du bénéfice de l'exercice courant. Il n'y a aucun solde impayé à régler à la SFIEO (néant en 2008).

La provision pour paiements en remplacement des impôts futurs, établie à 16 millions de dollars, reflète la hausse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui ne sont pas censés être recouvrés auprès des clients de la société au moyen des tarifs futurs. La hausse du passif au titre des paiements en remplacement des impôts futurs qui est censée être recouvrée auprès des clients de la société au moyen des tarifs futurs a donné lieu à une hausse des actifs réglementaires.

Actifs et passifs d'impôts futurs

Les paiements en remplacement des actifs et des passifs d'impôts futurs découlent de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de la société. L'incidence fiscale de ces écarts est la suivante :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2009
Actifs d'impôts futurs	
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	6
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	4
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	3
Dépenses liées à l'environnement	3
Autres	3
Total des actifs d'impôts futurs	19
Déduire la tranche échéant à moins de un an	1
	18

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2009
Passifs d'impôts futurs	
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(1 019)
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements en espèces	315
Dépenses liées à l'environnement	82
Montants liés au transport et à la distribution reçus, mais non constatés à des fins comptables	(73)
Écart d'acquisition	25
Comptes d'écarts liés au règlement au détail	5
Autres	(8)
Total des passifs d'impôts futurs	(673)
Déduire la tranche échéant à moins de un an	20
	(693)

Au 31 décembre 2009, des paiements en remplacement des passifs d'impôts futurs de 461 000 $ (4 millions de dollars en 2008), selon les taux d'imposition et les lois pratiquement en vigueur, n'ont pas été constatés étant donné qu'il est plus probable qu'improbable que les actifs ne seront pas réalisés dans l'avenir.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours de réalisation	Total
2009				
Transport	**9 485**	**3 455**	**956**	**6 986**
Distribution	**6 773**	**2 392**	**220**	**4 601**
Communication	**806**	**376**	**54**	**484**
Administration et service	**1 007**	**510**	**26**	**523**
Servitudes	**486**	**82**	**–**	**404**
	18 557	**6 815**	**1 256**	**12 998**
2008				
Transmission	8 995	3 307	659	6 347
Distribution	6 317	2 266	165	4 216
Communication	773	342	54	485
Administration et service	894	426	34	502
Servitudes	487	77	–	410
	17 466	6 418	912	11 960

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ils ont totalisé 55 millions de dollars en 2009 (33 millions de dollars en 2008).

7. ACTIFS INCORPORELS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Développement en cours	Total
2009				
Logiciels d'application	**379**	**166**	**3**	**216**
Autres actifs	**5**	**3**	**–**	**2**
	384	**169**	**3**	**218**
2008				
Logiciels d'application	270	162	51	159
Autres actifs	5	2	–	3
	275	164	51	162

Les coûts de financement des actifs incorporels en cours de développement sont capitalisés, y compris la provision pour fonds utilisés durant la construction des actifs réglementés, et ils ont totalisé 3 millions de dollars en 2009 (3 millions de dollars en 2008).

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des impôts futurs	**683**	–
Actif réglementaire lié à l'environnement	**327**	253
Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	**24**	17
Compte de recouvrement d'actif réglementaire II	**19**	43
Compteurs intelligents	**19**	3
Compte de recouvrement des produits	**18**	25
Autres	**15**	14
Total des actifs réglementaires	**1 105**	355
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**72**	64
	1 033	291

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Passifs réglementaires		
Coûts de retraite reportés	**424**	441
Compte de remboursement de passifs réglementaires	**49**	73
Passifs réglementaires au titre des impôts futurs	**32**	–
Compte d'écarts liés au règlement de détail	**29**	31
Compte de recouvrement d'actif réglementaire I	**23**	19
Frais d'exportation et de transit	**15**	27
Compte d'écarts lié aux produits externes	**12**	–
Autres	**20**	16
Total des passifs réglementaires	**604**	607
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**100**	43
	504	564

Actifs réglementaires

Actif et passif réglementaires au titre des impôts futurs

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux impôts futurs pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs. En l'absence de comptabilisation des activités réglementées, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire n'aurait été établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été plus élevée d'environ 127 millions de dollars (79 millions de dollars en 2008), compte tenu de l'incidence d'une modification du taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Actif réglementaire lié à l'environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés dans le passé (voir la note 13). Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. En 2008, cet actif réglementaire a été augmenté de 195 millions de dollars afin de refléter le passif supplémentaire inscrit à l'égard de la publication du texte définitif de la réglementation environnementale sur les BPC au Canada. En 2009, l'actif réglementaire a été augmenté de 30 millions de dollars pour refléter les hausses correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et de 40 millions de dollars pour tenir compte d'une augmentation du passif lié à l'évaluation et à la remise en état des terrains.

L'actif réglementaire lié à l'environnement est porté en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles engagées. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires réelles de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 70 millions de dollars (195 millions de dollars en 2008).

Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2009 aurait été moins élevée de 9 millions de dollars (14 millions de dollars en 2008) et les charges de financement auraient été plus élevées de 13 millions de dollars (7 millions de dollars en 2008).

Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée
Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des abonnés résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. En 2002, la CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée par l'entremise des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation, et par la suite établis aux termes de décisions rendues par la CEO sur la base tarifaire de services publics, sont consignés par la société dans le compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée en attendant que ces écarts soient réglés à une date ultérieure.

Compte de recouvrement d'actif réglementaire II (« CRAR II ») ou Avenant 2
Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte de report lié à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient recouvrés de manière linéaire au cours de la période de quatre ans allant du 1er mai 2006 au 30 avril 2010. Le CRAR II comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2009 aurait été moins élevée d'environ 23 millions de dollars (23 millions de dollars en 2008). Par ailleurs, les charges de financement connexes seraient demeurées inchangées (plus élevées de 2 millions de dollars en 2008).

Compteurs intelligents
Le 21 mars 2006, la CEO a approuvé la création de comptes de report réglementaire à l'égard des dépenses liées aux compteurs intelligents ainsi qu'une surcharge mensuelle de 0,27 $ et de 0,28 $ par abonné résidentiel de, respectivement Hydro One Networks et Hydro One Brampton qui utilise les compteurs intelligents. La société a constaté un actif réglementaire constitué du solde net des dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation liées aux compteurs intelligents, moins les sommes recouvrées à partir de la surcharge. Avec prise d'effet le 1er mai 2007, la CEO a augmenté la surcharge mensuelle pour la porter à 0,93 $ et à 0,67 $ par abonné de respectivement Hydro One Networks and Hydro One Brampton qui utilise les compteurs intelligents.

Le 8 août 2007, la CEO a rendu une décision permettant le recouvrement de certaines dépenses engagées par Hydro One Networks et Hydro One Brampton liées aux fonctionnalités minimales de l'infrastructure avancée des compteurs et l'inclusion de certaines dépenses en immobilisations dans la base tarifaire. Par suite de cette décision, la société a cessé de constater ses dépenses liées aux compteurs intelligents comme des actifs réglementaires, et elle a plutôt constaté celles-ci comme dépenses en immobilisations ou charges d'exploitation, d'entretien ou d'administration, selon le cas. La décision de la CEO prévoit également que les produits tirés des compteurs intelligents et les dépenses liées aux compteurs intelligents non encore passés en revue ni approuvés soient constatés, compte tenu des exigences calculées en matière de produits, dans le même compte de report réglementaire que celui dans lesquels sont constatés les montants reçus aux termes de la surcharge approuvée à l'égard des compteurs intelligents. Par conséquent, l'écart entre les produits constatés selon cette formule et les montants réellement recouvrés aux termes de la surcharge existante est constaté comme valeur comptable du compte d'actifs réglementaires.

Le 18 décembre 2008, dans le cadre de sa décision portant sur les tarifs de distribution de 2008, la CEO a approuvé le recouvrement de certaines dépenses liées aux fonctionnalités excédentaires et le manque à recouvrer se rapportant aux dépenses liées aux fonctionnalités minimales des compteurs intelligents (exigences en matière de produits déduction faite des produits reçus à partir de la surcharge). Les dépenses liées aux fonctionnalités excédentaires sont recouvrées au moyen du compte de remboursement des passifs réglementaires.

Avec prise d'effet le 1er mai 2009, la CEO a augmenté les surcharges mensuelles applicables aux abonnés résidentiels de Hydro One Brampton et de Hydro One Networks pour les porter respectivement à 1,00 $ et à 1,65 $ par abonné qui utilise les compteurs intelligents. Hydro One Networks, dans le cadre de sa demande de tarifs de distribution pour 2010 et 2011, a demandé une approbation du règlement des coûts qui excèdent les fonctionnalités minimales et du manque à recouvrer se rapportant aux dépenses liées aux fonctionnalités minimales des compteurs intelligents (exigences en matière de produits déduction faite des produits reçus à partir de la surcharge) jusqu'au 31 décembre 2008.

Compte de recouvrement des produits (« CRP ») ou Avenant 4
Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Les tarifs approuvés ont pris effet le 1er mai 2008 et sont entrés en vigueur le 1er février 2009. La CEO a approuvé la mise en place du CRP afin de comptabiliser l'écart relatif aux produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs. La CEO a publié une ordonnance selon laquelle les exigences approuvées en matière de produits seront recouvrées rétroactivement, au moyen d'un avenant tarifaire, sur une période de 27 mois commençant le 1er février 2009 et se terminant le 30 avril 2011.

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif au titre des prestations constituées de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre des coûts de retraite reportés découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 9 millions de dollars (moins élevées de 38 millions de dollars en 2008).

Compte de remboursement des passifs réglementaires (« CRPR ») ou Avenant 3

Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de cette décision, la CEO a également approuvé certains soldes du compte de report lié à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One, y compris des écarts liés au règlement de détail, des variations d'impôts reportés, des frais liés à la CEO et des montants liés aux compteurs intelligents. Les montants pour lesquels un recouvrement a été approuvé sont constitués des soldes engagés avant le 30 avril 2008, majorés des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient réunis dans un compte réglementaire unique et être recouvrés sur la période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

Compte d'écarts lié au règlement de détail (« CELRD »)

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'Accounting Procedures Handbook de la CEO. La décision de la CEO du 9 décembre 2004 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR I. La décision de la CEO du 12 avril 2006 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés dans le CRAR II depuis le 1er janvier 2004 et prévus jusqu'au 30 avril 2006, y compris les intérêts. La décision rendue par la CEO le 18 décembre 2008 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail accumulés dans le CRPR entre le 1er mai 2006 et le 30 avril 2008, y compris les intérêts. Hydro One Networks a accumulé un passif net au titre des écarts liés au règlement de détail depuis le 1er mai 2008.

Compte de recouvrement d'actif réglementaire I (« CRAR I ») ou Avenant 1

Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu publique une décision quant à la prudence des soldes du compte de report lié à la distribution, dont le recouvrement a été demandé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Les montants dont le recouvrement avait été approuvé représentaient les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, majorés des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient regroupés en un seul compte réglementaire pour être recouvrés de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Le CRAR I comprenait les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les écarts liés au règlement de détail et les autres montants étant constitués essentiellement des intérêts courus. Hydro One Networks a accumulé un passif net dans son CRAR I depuis le 1er mai 2008 en raison de la prorogation de l'avenant tarifaire. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2009 serait demeurée la même (moins élevée de 5 millions de dollars en 2008).

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché de la SIERE, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERE et versés à Hydro One à raison de 1 $ le MWh sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. Les sommes recouvrées au titre de ces frais d'exportation et de transit, majorées des intérêts, ont été prises en compte dans les besoins en matière de produits de l'entreprise de transport de Hydro One Networks, dans le cadre de sa demande de tarification générale pour le transport présentée à la CEO en septembre 2006. Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande relative aux tarifs de transport de la société et a approuvé les montants finaux et la façon de régler les frais d'exportation et de transit. Les frais d'exportation et de transit seront pris en compte dans les tarifs sur une période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Compte d'écarts lié aux produits externes

Le 28 mai 2009, la CEO a rendu une décision à l'égard des tarifs de l'entreprise de transport de Hydro One Networks pour 2009 et 2010. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé les montants prévus au titre des produits tirés des services d'exportation, les produits externes liés à l'utilisation secondaire des terrains et les produits externes tiré de l'entretien des postes ainsi que des travaux d'ingénierie et de construction. Ces sources de produits compensent les exigences de la société en matière de produits, et, par conséquent, la CEO a demandé l'établissement d'un nouveau compte d'écarts pour tenir compte de tout écart entre les produits prévus et les produits réels attribuable à ces sources de produits externes. Le solde reflète l'excédent des produits externes de 2009 par rapport aux prévisions approuvées par la CEO.

9. DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Dette à long terme		
Billets, 3,95 % échéant en 2009	**–**	400
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	**400**	400
Billets, 3,89 % échéant en 2010	**200**	100
Billets, 4,08 % échéant en 2011[1]	**250**	250
Billets, 6,40 % échéant en 2011	**250**	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	**600**	600
Billets, 5,00 %, échéant en 2013	**600**	400
Billets, 3,13 % échéant en 2014	**250**	–
Billets, 4,64 % échéant en 2016	**450**	450
Billets, 5,18 % échéant en 2017	**600**	600
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	**400**	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	**500**	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	**385**	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	**600**	600
Billets, 4,89 % échéant en 2037	**400**	400
Billets, 6,03 % échéant en 2039	**300**	–
Billets, 5,49 % échéant en 2040	**300**	–
Billets, 6,59 % échéant en 2043	**315**	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	**75**	75
	6 875	6 125
Ajouter les pertes de couverture non réalisées[1]	**11**	15
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**(600)**	(400)
les primes non amorties, montant net	**24**	20
les frais d'émission des titres d'emprunt non amortis	**(29)**	(27)
Dette à long terme	**6 281**	5 733

[1] La perte de couverture non réalisée se rapporte au billet à moyen terme de série 14, comptabilisé comme couverture de juste valeur. La perte de couverture non réalisée est compensée par le gain non réalisé de 11 millions de dollars (15 millions de dollars en 2008) lié au swap de taux d'intérêt fixe-variable.

La dette à court terme représente les billets aux termes du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2009, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 0,3 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 000 millions de dollars échéant en août 2010. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité appuie le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le 19 novembre 2009, Hydro One a émis de nouveaux billets constitués de billets à moyen terme d'un montant en capital de 250 millions de dollars, d'une durée de cinq ans et assortis d'un taux d'intérêt nominal de 3,13 %. Les billets viennent à échéance le 19 novembre 2014.

Le montant maximal du capital que la société est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars, et au 31 décembre 2009, une tranche de 2 750 millions de dollars de ce montant pouvait encore être prélevée.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée à la note 10 selon le nombre d'années avant l'échéance.

10. VALEUR COMPTABLE ET JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2009 se présentait comme suit:

(en millions de dollars canadiens)	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres instruments financiers utilisés à des fins de couverture	Détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers
Actifs financiers					
Débiteurs	–	–	–	843	–
Autres actifs (long terme)	11	–	–	2	–
Passifs financiers					
Dette bancaire	–	–	–	–	26
Créditeurs et charges à payer[1]	–	–	–	–	795
Billets à court terme à payer	–	–	–	–	55
Dette à long terme	–	261	–	–	6 620

[1] Les créditeurs et charges à payer ne comprennent pas les impôts à payer ni les dividendes à payer.

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme indiquée dans le tableau ci-après est fondée sur le cours non ajusté du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances. L'évaluation à la juste valeur de la dette à long terme est classée comme étant de niveau 1 étant donné que les données utilisées reflètent les prix cotés sur un marché actif.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**		2008	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme[1]	**6 875**	**7 302**	6 125	6 128

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures, autres que le billet à moyen terme de série 14 qui est désigné dans le cadre d'une relation de couverture.

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cours normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La société ne court pas de risque lié aux marchandises. La société est exposée au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement dans le cadre de son programme d'investissement et de projets, lesquelles sont libellées en devises. Le risque de change n'est pas important, toutefois, il se pourrait que la société décide d'émettre éventuellement des titres d'emprunt libellés en devises lesquels feraient ensuite l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de Hydro One. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt étant donné que le taux de rendement réglementé de l'entreprise de distribution et de l'entreprise de transport de la société est calculé à l'aide d'une formule qui repose sur les rendements prévus des obligations du gouvernement du Canada à long terme et sur l'écart entre le rendement des obligations à 30 ans notées A des services publics au Canada et des obligations de référence du gouvernement du Canada à 30 ans. La société estime qu'une baisse de 1 % du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme ou de l'écart avec les obligations de services publics notées A utilisé dans le cadre de la formule actuelle de la CEO servant à déterminer le taux de rendement des capitaux propres de la société réduirait d'environ 15 millions de dollars les résultats d'exploitation de son entreprise de transport et d'environ 10 millions de dollars ceux de son entreprise de distribution.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque de crédit qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Au 31 décembre 2009, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2009, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

Au cours de l'exercice, la provision pour créances douteuses de la société est demeurée relativement stable à 25 millions de dollars (23 millions de dollars en 2008). Des ajustements et des radiations mineurs ont été déterminés à l'examen des comptes en souffrance en tenant compte des données historiques. Au 31 décembre 2009, environ 4 % des débiteurs de la société étaient en souffrance de plus de 60 jours.

Hydro One gère son risque de crédit lié à des contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des opérations avec des contreparties qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant le niveau d'exposition global à des contreparties individuelles, comme le prévoit la politique de la société sur le risque de crédit approuvée par le conseil d'administration, en concluant des accords généraux de compensation qui prévoient un règlement sur la base du solde net et le droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière des contreparties. Le risque de crédit à l'égard des débiteurs ne doit pas dépasser la valeur comptable inscrite au bilan consolidé.

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Hydro One peut conclure des contrats sur instruments dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de couvrir l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les exigences en matière d'emprunts à long terme à taux fixe. Aucun contrat de la sorte n'était en cours au 31 décembre 2009.

Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné qu'il est possible que la contrepartie ne respecte pas ses engagements. Au 31 décembre 2009, le seul instrument dérivé détenu par Hydro One était un swap fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars visant la conversion du taux nominal des billets à 4,08 % arrivant à échéance le 3 mars 2011 en un taux variable de trois mois. L'exposition au risque de crédit attribuable à la contrepartie sur la juste valeur de ce swap de taux d'intérêt s'élevait à 11 millions de dollars au 31 décembre 2009.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Les sources de liquidité à court terme sont la trésorerie et les équivalents de trésorerie en caisse, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et le programme de papier commercial de la société, aux termes duquel cette dernière est autorisée à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme dont la durée jusqu'à l'échéance est inférieure à 365 jours. Le programme de papier commercial de la société est soutenu par des facilités de crédit renouvelables confirmées de 1 000 millions de dollars au 31 décembre 2009, obtenues auprès d'un consortium bancaire, qui échoient le 20 août 2010. Les liquidités à court terme dont dispose la société devraient suffire à financer les besoins normaux pour assurer son fonctionnement.

Au 31 décembre 2009, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 800 millions de dollars et les billets à court terme à payer d'un montant de 55 millions de dollars seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois. La tranche de la dette à long terme arrivant à échéance au cours des douze prochains mois se chiffrait à 600 millions de dollars. Les intérêts à payer au cours des douze prochains mois à l'égard de l'encours des billets à court terme à payer et de la dette à long terme de la société se chiffraient à 372 millions de dollars.

Au 31 décembre 2009, Hydro One avait émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 6 875 millions de dollars et les intérêts devant être versés par la société se chiffraient à 5 967 millions de dollars. Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance.

Années avant l'échéance	Encours du capital des billets et des débentures *(en millions de dollars canadiens)*	Paiements d'intérêt *(en millions de dollars canadiens)*	Taux d'intérêt moyen pondéré *(en pourcentage)*
1 an	600	372	6,1
2 ans	500	345	5,2
3 ans	600	324	5,8
4 ans	600	289	5,0
5 ans	250	259	3,1
	2 550	1 589	5,3
6 à 10 ans	1 050	1 121	4,9
Plus de 10 ans	3 275	3 257	6,1
	6 875	5 967	5,6

11. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : le maintien d'un accès efficace à des fonds à long terme, à des taux raisonnables, ainsi que la réalisation de bons rendements financiers. Pour assurer le maintien en permanence d'un accès efficace à des fonds, la société tente de maintenir sa cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres, les billets à court terme à payer, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, la structure du capital de la société s'établissait comme suit:

(en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Billets à court terme à payer	**55**	–
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**600**	400
Déduire la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**(26)**	16
	681	384
Dette à long terme	**6 281**	5 733
Actions privilégiées	**323**	323
Actions ordinaires	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**1 791**	1 497
	5 428	5 134
Total du capital	**12 390**	11 251

Aux fins de ce tableau et des états consolidés des flux de trésorerie, l'expression « trésorerie et équivalents de trésorerie » correspond aux postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie » et « Dette bancaire » du bilan consolidé.

La dette à long terme de la société est habituellement assortie des clauses restrictives d'usage. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette permise à 75 % du total de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2009, Hydro One respectait toutes ces clauses restrictives et limites.

12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2009 et 2008 :

	Pourcentage des actifs du régime	
31 décembre	**2009**	2008
Titres de participation	**63,3**	62,0
Titres de créance	**32,9**	33,3
Autres	**3,8**	4,7
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne détient pas directement de titres de la société, mais détenait des titres de créance de la province de 88 millions de dollars aux 31 décembre 2009 et 2008.

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario le 20 septembre 2007, en date du

31 décembre 2006, la société a versé 112 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2009 (101 millions de dollars pour 2008), la totalité de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Les cotisations sont payables avec un décalage de un mois. Toutes les cotisations doivent être faites au comptant. Les cotisations après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2009, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite capitalisé et en des paiements au comptant effectués directement aux prestataires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 155 millions de dollars en 2009 (142 millions de dollars en 2008).

Transfert d'actifs du régime de retraite

Le 1er mars 2002, Inergi LP (« Inergi ») a commencé à fournir divers services à Hydro One, notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services touchant les finances et les ressources humaines. Dans le cadre de la convention conclue avec Inergi, environ 770 salariés permanents ont été transférés à Inergi. Le 10 mars 2008, la CSFO a donné son consentement à la société afin que celle-ci puisse transférer du régime de retraite de Hydro One au régime de retraite d'Inergi, les actifs du régime et les passifs correspondants des salariés touchés. Aux termes de la convention, la société a comptabilisé un règlement de 21 millions de dollars dans ses résultats d'exploitation pour le premier trimestre de 2008, ce qui comprend un crédit de 6 millions de dollars en intérêts. Le transfert d'actifs du régime de retraite a eu lieu au cours du deuxième trimestre de 2008.

		Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	**2009**	2008
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	**4 007**	5 077	**874**	1 094
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**73**	98	**19**	22
Intérêts débiteurs	**286**	277	**63**	60
Prestations versées	**(270)**	(272)	**(43)**	(41)
Modifications du régime	**–**	–	**–**	–
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**644**	(1 173)	**91**	(261)
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**4 740**	4 007	**1 004**	874
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	**3 836**	5 100	**–**	–
Rendement réel des actifs du régime	**642**	(1 121)	**–**	–
Transferts réciproques[2]	**6**	21	**–**	–
Prestations versées	**(270)**	(272)	**–**	–
Cotisations patronales[1]	**112**	101	**–**	–
Cotisations des salariés	**21**	20	**–**	–
Charges d'administration	**(11)**	(13)	**–**	–
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	**4 336**	3 836	**–**	–
Situation de capitalisation				
Obligation non capitalisée au titre des avantages	**(404)**	(171)	**(1 004)**	(874)
Pertes actuarielles nettes non amorties (gains actuariels nets non amortis)	**814**	594	**10**	(92)
Coût non amorti au titre des services passés	**14**	18	**14**	18
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**424**	441	**(980)**	(948)
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**–**	–	**40**	40
Actif au titre des prestations constituées (passif à long terme)	**424**	441	**(940)**	(908)

[1] En janvier 2010, la société a versé une cotisation de 10 millions de dollars à l'égard de 2009 (en 2009, 10 millions de dollars à l'égard de 2008).

[2] En août 2008, le régime de retraite de Hydro One a reçu des transferts réciproques de 21 millions de dollars, dont une tranche de 19 millions de dollars représente un transfert réciproque d'actifs provenant du régime de retraite de Inergi.

	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	**2009**	2008
Composantes des coûts nets au titre des prestations de l'exercice				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	**52**	78	**19**	22
Intérêts débiteurs	**286**	277	**63**	60
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	**(631)**	1 113	**–**	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	**644**	(1 173)	**91**	(261)
Divers	**(1)**	–	**–**	–
Coûts engagés durant l'exercice	**350**	295	**173**	(179)
Écarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	**359**	(1 465)	**–**	–
(Gain actuariel) perte actuarielle	**(584)**	1 206	**(101)**	269
Modifications du régime	**4**	4	**4**	4
Coûts nets au titre des prestations de l'exercice	**129**	40	**76**	94
Montant imputé aux résultats d'exploitation[3]	**68**	63	**50**	57
Incidence d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**141**	108
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**13**	14
Incidence d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**(113)**	(88)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**(10)**	(11)
Hypothèses importantes				
Aux fins du calcul des coûts nets au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	**7,25 %**	7,00 %	**–**	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	**7,25 %**	5,50 %	**7,25 %**	5,50 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,75 %**	3,00 %	**2,75 %**	3,00 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,25 %	**2,00 %**	2,25 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés *(en années)*	**10**	10	**11**	11
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[4]	**–**	–	**4,81 %**	4,40 %
Aux fins du calcul de l'obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	**6,50 %**	7,25 %	**6,50 %**	7,25 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,50 %**	2,75 %	**2,50 %**	2,75 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,00 %	**2,00 %**	2,00 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[5]	**–**	–	**4,81 %**	4,81 %

[3] La société suit la méthode de la comptabilité de trésorerie. Au cours de 2009, des coûts liés au régime de retraite de 113 millions de dollars (103 millions de dollars en 2008) ont été attribués à la main-d'œuvre, dont 68 millions de dollars (63 millions de dollars en 2008) ont été imputés aux résultats et 45 millions de dollars (40 millions de dollars en 2008) ont été capitalisés dans les immobilisations corporelles.

[4] Le taux passant progressivement de 8,81 % en 2009 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite (en 2008, de 8,33 % en 2008 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite).

[5] Le taux passant progressivement de 8,57 % en 2010 à 4,81 % par année en 2029 et par la suite (en 2008, de 8,81 % en 2009 à 4,81 % par année en 2023 et par la suite).

13. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Passifs environnementaux aux 1er janvier	**253**	65
Charge de désactualisation	**13**	7
Dépenses	**(9)**	(14)
Ajustement lié à la réévaluation	**70**	195
Passifs environnementaux aux 31 décembre	**327**	253
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**(24)**	(16)
	303	237

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2009 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 24 millions de dollars en 2010; 34 millions de dollars en 2011; 34 millions de dollars en 2012; 42 millions de dollars en 2013; 37 millions de dollars en 2014 et 218 millions de dollars par la suite.

Conformément aux conventions comptables applicables aux coûts environnementaux, Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux BPC contenues dans les équipements électriques ainsi que de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés. Le montant du passif de la société est fondé sur les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée des dépenses futures qui sont jugées nécessaires pour satisfaire à la réglementation existante en matière de BPC.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts nécessaires pour satisfaire à la législation et à la réglementation. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, pour ce qui est du programme de BPC, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'œuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses. Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3,75 % à 6,25 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les augmentations de l'obligation ont été constatées initialement.

BPC

Le 17 septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Cette réglementation a été adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999*. La réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur des critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. La totalité des BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, excluant certaines pièces d'équipement précis, devait être éliminée avant la fin de 2009. Toutefois, en 2009, Hydro One a demandé un délai jusqu'en 2014, qui lui a été accordé, pour enlever certaines pièces d'équipement de poste dont le niveau de contamination pourrait être supérieur à la limite. En vertu de la réglementation, les BPC contenus dans l'équipement en concentration supérieure à 50 ppm mais inférieure à 500 ppm, ou supérieure à 50 ppm dans le cas des transformateurs sur poteau, de l'équipement électrique secondaire sur poteau et des ballasts de tube fluorescent doivent être éliminés avant la fin de 2025. Par ailleurs, les liquides contenant des BPC en concentration de 2 ppm ou plus et qui ont été retirés des équipements ne peuvent être réutilisés.

La direction est d'avis que la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. La priorité sera accordée aux inspections et aux tests visant à détecter et à éliminer les BPC contenus dans les actifs visés par la date de 2014. Les actifs devant être éliminés avant 2025 comprennent principalement les poteaux sur dalle de béton liés aux lignes de distribution, ainsi que les ballasts de tube fluorescent. Les équipements des postes de distribution et de transport seront de façon générale remplacés ou décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile de remplacement contenant moins de 2 ppm de BPC.

Les dépenses futures supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences de la réglementation sur les BPC s'établissent à environ 320 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la direction. Ces dépenses seront engagées entre 2010 et 2025. Compte tenu des plus récentes estimations de coûts nécessaires au respect de la réglementation d'Environnement Canada en matière de BPC et aux interprétations d'Environnement Canada s'y rapportant, la société a augmenté son passif environnemental du 31 décembre 2009 d'environ 30 millions de dollars, par rapport au chiffre inscrit au 30 septembre 2009.

Évaluation et remise en état des terrains

Compte tenu, entre autres, des modifications apportées en 2009 à la réglementation provinciale régissant l'atténuation de la contamination des terrains et aux seuils de contamination réglementés acceptables, la société a examiné son passif au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains. Compte tenu de cet examen, la société a constaté une hausse de 40 millions de dollars de son passif connexe comparativement au montant constaté au 30 septembre 2009. Selon les meilleures estimations de la société, le total des dépenses futures nécessaires à l'achèvement de son programme d'évaluation et de remise en état s'élève à environ 69 millions de dollars. Dans le cadre de cet examen, la société a prolongé l'échéance de son programme prévu à l'égard des biens liés à la distribution et des biens liés au transport, la faisant passer respectivement de 2013 à 2020 et de 2015 à 2020.

Matériaux contenant de l'amiante

Du fait d'une modification de règlement, Hydro One prévoit engager des dépenses futures pour repérer, retirer et éliminer les matériaux contenant de l'amiante installés dans certaines de ses installations. Avec l'aide de spécialistes externes si nécessaire, la société compte effectuer d'autres études en vue d'estimer les dépenses supplémentaires liées à l'enlèvement de ces matériaux avant la démolition des installations. Cette information permettra à la société d'estimer et de constater, de manière satisfaisante, toute obligation l'obligeant à engager ces dépenses Par ailleurs, la société prévoit que de ces dépenses futures pourront être recouvrées au moyen des tarifs d'électricité futurs.

14. CAPITAL SOCIAL

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 $ l'action, et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2009, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2008) et des dividendes sur actions ordinaires de 170 millions de dollars (241 millions de dollars en 2008).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

15. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La province, la SFIEO, la SIERE, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l' « OEO ») et Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERE des produits pour les services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2009 comprennent 1 119 millions de dollars (1 072 millions de dollars en 2008) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2009 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2008) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu de la SIERE des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord. Les produits de distribution pour 2009 comprennent 31 millions de dollars (21 millions de dollars en 2008) se rapportant à ces services.

En 2009, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 296 millions de dollars (2 128 millions de dollars en 2008) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE, 19 millions de dollars (35 millions de dollars en 2008) en électricité d'OPG et 11 millions de dollars (18 millions de dollars en 2008) de la SFIEO.

Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2009, Hydro One a engagé des frais de 10 millions de dollars (9 millions de dollars en 2008) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 13 millions de dollars (12 millions de dollars en 2008), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 2 millions de dollars (un million de dollars en 2008).

Dans le cadre de son mandat, l'OEO est responsable de certains des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande de la société. Le financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs, les frais de gestion et les primes. En 2009, Hydro One a reçu 23 millions de dollars (11 millions de dollars en 2008) de l'OEO liés aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande et le montant net de ses débiteurs était de 1 million de dollars (6 millions de dollars en 2008).

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, des impôts fonciers et de l'impôt sur le capital a été payée ou est à payer à la SFIEO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province.

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Débiteurs	**103**	103
Créditeurs et charges à payer	**(250)**	(260)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERE se rapportant à des achats d'électricité de 211 millions de dollars (225 millions de dollars en 2008).

16. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « trésorerie » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
(Augmentation) diminution des débiteurs	**(89)**	5
(Augmentation) diminution des matières et fournitures	**(2)**	4
Augmentation des créditeurs et charges à payer	**–**	58
Augmentation des intérêts courus	**10**	9
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres passifs à long terme	**4**	(1)
Augmentation de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	**32**	53
Divers	**7**	(3)
	(38)	125
Autres renseignements :		
Intérêts payés	**361**	330
Paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	**77**	145

17. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One est parties à diverses poursuites, réclamations et procédures réglementaires dans le cours normal de ses activités. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme il est indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIEO, l'OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. En 2004, la cause du 24 mai 2001 a été regroupée avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de la bande des Premières nations de Whitesand et la bande des Premières nations de Red Rock sont présentées. Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. Ces poursuites visent des inondations par Hydro Ontario et leur incidence présumée sur les terres sur lesquelles les Premières nations revendiquent un droit. Conformément à une entente datée de mai 2009, toutes les parties ont convenu de rejeter toute poursuite envers Hydro One sans dépens.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, la société est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser plus que le montant d'environ 822 000 $ par année qu'elle a versé à ces bandes et organisations autochtones en 2009. Si la société n'est pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société ne peut en arriver à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

18. ENGAGEMENTS

Entente avec Inergi

Depuis le 1er mars 2002, Inergi LP (filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Canada Inc.) fournit des services à Hydro One. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les montants facturés par Inergi pour ces services se sont établis entre 93 millions de dollars à 130 millions de dollars par année et ils sont assujettis à l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel établi et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2009 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 104 millions de dollars en 2010; 101 millions de dollars en 2011; 17 millions de dollars en 2012; néant en 2013 ; néant en 2014 et néant par la suite. L'entente vient à échéance le 29 février 2012.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERE, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. Aux 31 décembre 2009 et 2008, la société apportait un soutien de prudence à la SIERA au nom de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton uniquement au moyen de garanties de la société mère de 325 millions de dollars (325 millions de dollars en 2008). Un soutien de prudence au 31 décembre 2009 était également apporté au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 660 000 (néant en 2008). La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si ces filiales ou distributeurs ne parvenaient pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Si la cote de solvabilité à long terme la plus élevée de Hydro One se détériorait pour s'établir sous la catégorie « Aa », la société serait tenue de recommencer à fournir des lettres de crédit à titre de soutien de prudence.

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2009, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 107 millions de dollars (107 millions de dollars en 2008) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2009 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 9 millions de dollars en 2010; 5 millions de dollars en 2011; 7 millions de dollars en 2012; 6 millions de dollars en 2013; 6 millions de dollars en 2014 et 26 millions de dollars par la suite.

19. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients; et
- un secteur « divers » qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2009				
Bénéfice sectoriel				
Produits	**1 147**	**3 534**	**63**	**4 744**
Achat d'électricité	**–**	**2 326**	**–**	**2 326**
Exploitation, entretien et administration	**438**	**564**	**55**	**1 057**
Amortissement	**240**	**287**	**10**	**537**
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**469**	**357**	**(2)**	**824**
Charges de financement				**308**
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				**516**
Dépenses en immobilisations	**918**	**643**	**5**	**1 566**
2008				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 212	3 334	51	4 597
Achat d'électricité	–	2 181	–	2 181
Exploitation, entretien et administration	387	531	47	965
Amortissement	254	287	7	548
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	571	335	(3)	903
Charges de financement				292
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				611
Dépenses en immobilisations	704	570	10	1 284

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008
Total de l'actif		
Transport	**9 118**	7 877
Distribution	**6 531**	5 873
Divers	**161**	128
	15 810	13 878

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

20. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 22 janvier 2010, Hydro One a émis des billets pour un montant de 500 millions de dollars aux termes du programme de billets à moyen terme de la société. Cette émission constituait un placement supplémentaire de billets à 3,13 % échéant le 19 novembre 2014, initialement émis le 19 novembre 2009. Le montant total non émis dans le cadre de cette émission s'élève désormais à 750 millions de dollars.

Le 22 janvier 2010, Hydro One a conclu deux swaps fixe-variable portant sur un notionnel de 250 millions de dollars visant la conversion de 500 millions de dollars de billets à 3,13 % de Hydro One échéant le 19 novembre 2014 en une dette à taux variable de trois mois.

Le 22 janvier 2010, Hydro One a acheté des billets à taux variables de la province d'Ontario, d'un montant de 250 millions de dollars, qui échoient le 19 novembre 2014, lesquels constituent une source de liquidités complémentaire aux facilités de crédit bancaire.

Le 2 février 2010, Hydro One a obtenu une facilité de crédit renouvelable confirmée supplémentaire de 500 millions de dollars échéant en février 2013 pour soutenir son programme de papier commercial.

Le 3 février 2010, Hydro One a réduit de 250 millions de dollars sa facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 000 millions de dollars échéant le 20 août 2010, pour la ramener à 750 millions de dollars.

21. Chiffres correspondants

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états antérieurement présentés afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	2007	2006	2005
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	**1 147**	1 212	1 242	1 245	1 310
Distribution	**3 534**	3 334	3 382	3 273	3 085
Divers	**63**	51	31	27	21
	4 744	4 597	4 655	4 545	4 416
Coûts					
Achat d'électricité	**2 326**	2 181	2 240	2 221	2 131
Exploitation, entretien et administration	**1 057**	965	995	880	792
Amortissement	**537**	548	521	515	487
	3 920	3 694	3 756	3 616	3 410
Recouvrement réglementaire[1]	**–**	–	–	–	91
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**824**	903	899	929	1 006
Charges de financement	**308**	292	295	295	325
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**516**	611	604	634	681
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**46**	113	205	179	198
Bénéfice net	**470**	498	399	455	483
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	**4 528**	4 797	3 809	4 366	4 652

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	**9 118**	7 877	7 273	6 950	6 813
Distribution	**6 531**	5 873	5 407	5 161	4 893
Divers	**161**	128	106	99	92
Total de l'actif	**15 810**	13 878	12 786	12 210	11 798
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme)	**1 655**	1 300	1 452	1 194	1 341
Dette à long terme	**6 281**	5 733	5 063	4 848	4 443
Autres passifs à long terme	**2 456**	1 721	1 385	1 347	1 298
Capitaux propres					
Capital-actions	**3 637**	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	**1 791**	1 497	1 258	1 184	1 079
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(10)	(9)	–	–
Total du passif et des capitaux propres	**15 810**	13 878	12 786	12 210	11 798

[1] À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision évoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants auparavant reportés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Par conséquent, un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars a été inscrit.

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices *(suite)*

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2009**	2008	2007	2006	2005
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	**918**	704	560	402	349
Distribution	**643**	570	511	417	338
Divers	**5**	10	20	4	4
Total des dépenses en immobilisations	**1 566**	1 284	1 091	823	691
Ratios					
Couverture par l'actif net de la dette à long terme[2]	**1,79**	1,84	1,87	1,92	1,93
Ratio de couverture par le bénéfice[3]	**2,15**	2,63	2,67	2,67	2,69
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[3]	**139,2**	148,7	152,2	151,1	157,0
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	**24 477**	24 231	25 809	27 056	26 219
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	**24 380**	24 195	25 737	27 005	26 160
Total des lignes de transport *(circuit- kilomètres)*	**28 924**	29 039	28 915	28 600	28 547
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[4]	**28,9**	29,9	30,2	29,0	29,7
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[4, 5]	**43,5**	44,7	45,7	44,7	45,6
Total des lignes de distribution *(circuit- kilomètres)*	**123 528**	123 260	122 933	122 460	122 118
Clients	**1 333 920**	1 325 745	1 311 714	1 293 396	1 273 768
Total de l'effectif permanent	**5 427**	5 032	4 602	4 295	4 189

[2] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[3] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

[4] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[5] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.

Conseil d'administration *(au 31 décembre 2009)*

James Arnett[1,2,5]
Président du conseil d'administration, Hydro One Inc.

Sami Bébawi[2,5,6]
Conseiller auprès du président, Groupe SNC-Lavalin Inc.

Président, Geracon Inc.

Kathryn A. Bouey[3,4,6]
Présidente, TBG Strategic Services Inc.

Administratrice de sociétés

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Don MacKinnon[5,6]
Président, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique

Michael J. Mueller[1,2,4]
Administrateur de sociétés

Walter Murray[1,2,4]
Administrateur de sociétés

Robert L. Pace[1,3]
Président et chef de la direction, The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein[2,5]
Associée, Goodmans LLP

Douglas E. Speers[2,4,6]
Administrateur de sociétés

Comités du conseil d'administration

[1] *Comité de vérification et des finances* Le comité de vérification et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni huit fois en 2009.

[2] *Comité de gouvernance* Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il fait des recommandations quant aux questions devant être abordées aux réunions du conseil, passe en revue le mandat du conseil d'administration et celui de chacun de ses comités, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni sept fois en 2009.

[3] *Comité des ressources humaines et des politiques publiques* Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner la pertinence de notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni sept fois en 2009.

[4] *Comité de transformation opérationnelle* Le comité de transformation opérationnelle est un comité consultatif du conseil établi pour aider le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives à la stratégie de remplacement des systèmes d'applications d'entreprise et la stratégie relative au réseau intelligent et à l'innovation permanente. Le comité s'est réuni quatre fois en 2009.

[5] *Comité de la réglementation et de l'environnement* Le comité de la réglementation et de l'environnement s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité et examine les demandes tarifaires soumises par la société ainsi que les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2009.

[6] *Comité de la santé et de la sécurité* Le comité de la santé et de la sécurité est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé et de sécurité au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2009.

Renseignements sur la société

Adresse du siège social
483, Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle
Pannes d'électricité et
situations d'urgence
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients
agricoles et petites entreprises
1-888-664-9376

Clients commerciaux
1-877-447-4412

Vérificateurs
KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Conception graphique : **THE WORKS** www.worksdesign.com

Pour en apprendre davantage sur les activités de Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le **www.HydroOne.com**.

hydroOne